



Universidad del Istmo

Campus Tehuantepec

División de Estudios de Posgrado
Maestría en Ciencias en Energía Eólica

Parque eólico Off-Shore en el Istmo de Tehuantepec

Diseño de sistemas eólicos

Alumna:

Adriana Eneida Ponce Martínez

Catedrático:

Dr. Reynaldo Iracheta Cortez

Santo Domingo Tehuantepec, Oaxaca. Junio 2022.

Índice

Índice de figuras	1
Índice de tablas	3
1 Introducción	5
1.1 Objetivo general	7
1.2 Objetivos específicos	7
1.3 Ubicación del emplazamiento	8
1.4 Sistema eléctrico	10
1.5 Ubicación de la subestación	11
2 Análisis del recurso eólico	12
2.1 MERRA-2	13
2.2 Obtención de datos zona 1 MERRA-2	13
2.3 Análisis de datos MERRA-2 en MATLAB®	15
2.3.1 Estadísticas descriptivas	15
2.3.2 Promedio mensual de velocidades del viento	16
2.3.3 Parámetros de Weibull	18
2.3.4 Rosa de viento a 50 m de altura	19
2.4 Análisis de datos MERRA-2 en HOMER®	20
2.4.1 Extrapolación datos MERRA-2 a 100 metros	22
2.4.2 Parámetros Weibull datos MERRA-2 a 100m	23
2.5 ERA5	24
2.6 Obtención de datos zona 1 ERA5	24
2.7 Análisis de datos ERA5 en MATLAB®	26
2.7.1 Estadísticas descriptivas	26
2.7.2 Promedio mensual de velocidades del viento	27
2.7.3 Parámetros de Weibull	29
2.7.4 Rosa de viento a 100 m de altura	30
2.8 Obtención de datos zona 2, ERA5	31
2.9 Análisis de datos ERA5 en MATLAB®	33
2.9.1 Estadísticas descriptivas	33
2.9.2 Promedio mensual de velocidades del viento	34
2.9.3 Parámetros de Weibull	36
2.9.4 Rosa de viento a 100 m de altura	37
2.10 Conclusión	38
2.11 Selección del emplazamiento	40
3 Selección y distribución de aerogeneradores	41
3.1 Selección del aerogenerador datos ERA5	41
3.2 Selección del aerogenerador datos MERRA-2	42
3.3 Especificaciones de aerogeneradores	43
3.4 Cimentación	48
3.4.1 Cimentación marina superficial o fija	48
3.4.2 Cimentación profunda	51
3.4.3 Selección de la cimentación	53

3.5	Análisis de datos en WASP10 [®]	54
3.6	Estimación de la potencia en WASP10 [®]	56
3.7	Colocación de los aerogeneradores	57
3.7.1	Coordenadas de los aerogeneradores	58
4	Sistema eléctrico	60
4.1	Línea eléctrica para el aerogenerador Repower6.2M126	60
4.1.1	Cálculos eléctricos	61
4.1.2	Diagrama unifilar	64
4.1.3	Selección del transformador	65
4.1.4	Cálculo de las pérdidas de potencia en el conductor y caída de tensión	66
4.2	Línea eléctrica para el aerogenerador 10 MW	69
4.2.1	Diagrama unifilar	71
4.2.2	Pérdidas de potencia y caída de voltaje	72
4.3	Conclusiones	73
5	Análisis económico	74
5.1	Red eléctrica	75
5.2	Cálculo de los costos de inversión para la turbina Repower6.2M126	77
5.2.1	Costo capital	77
5.2.2	Costo de reemplazo	77
5.2.3	Costos de operación y mantenimiento (O&M)	78
5.3	Producción eléctrica HOMER [®] turbina Repower6.2M126	79
5.4	Producción eléctrica Repower6.2M126 en MATLAB	81
5.5	Certificado de Energías Limpias (CEL)	82
5.6	Ingresos anuales HOMER [®] vs MATLAB [®]	83
5.7	Indicadores de rentabilidad	85
5.8	Costos de inversión para la turbina Seatitan 10 MW	88
5.8.1	Costo capital	88
5.8.2	Costo de reemplazo	88
5.8.3	Costos de operación y mantenimiento (O&M)	88
5.9	Producción eléctrica Seatitan 10 MW	89
5.10	Ingresos anuales para la turbina Seatitan 10 MW	90
5.11	Conclusiones	94
6	Análisis de sensibilidad	95
7	Conclusiones	101
	Referencias	102

Índice de figuras

1	Golfo de Tehuantepec.	8
2	Puerto de Salina Cruz Oaxaca.	9
3	Impacto visual de aerogeneradores en el mar.	9
4	Sistema eléctrico del Istmo de Tehuantepec.	10
5	Conexión eléctrica del Istmo de Tehuantepec.	10
6	Ubicación de la subestación, Salina Cruz.	11
7	Datos MERRA-2.	12
8	Descarga de datos MERRA-2.	13
9	Datos MERRA-2.	14
10	Histograma de velocidades a 50 m.	15
11	Promedio mensual de velocidades a 50 m.	16
12	Promedio anual de las velocidades del viento datos MERRA-2.	17
13	Promedio anual de la velocidad del viento por cada mes.	17
14	Métodos para calcular los parámetros de Weibull.	18
15	Rosa de vientos a 50 m zona 1.	19
16	Diagrama de barra del promedio mensual de la velocidad del viento.	20
17	Diagrama de caja de la velocidad del viento.	20
18	Comportamiento anual de la velocidad del viento.	21
19	Histograma obtenido en HOMER [®]	21
20	Extrapolación a 100 m datos MERRA-2.	22
21	Promedios mensuales a 100 m datos MERRA-2.	22
22	Parámetros de Weibull a 100 m de altura datos MERRA-2.	23
23	Descarga de datos ERA5.	24
24	Datos ERA5.	25
25	Histograma de velocidades a 100 m zona 1.	26
26	Promedio mensual de velocidades a 100 m.	27
27	Promedio anual de las velocidades del viento datos ERA5 zona 1.	28
28	Promedio anual de las velocidades del viento por mes datos ERA5 zona 1.	28
29	Métodos para calcular los parámetros de Weibull.	29
30	Rosa de vientos a 100 m datos ERA5 zona 1.	30
31	Descarga de datos ERA5 zona 2.	31
32	Datos ERA5 zona 2.	32
33	Histograma de velocidades a 100 m.	33
34	Promedio mensual de velocidades a 100 m.	34
35	Promedio anual de las velocidades del viento datos ERA5 zona 2.	35
36	Promedio anual de las velocidades del viento por mes datos ERA5 zona 2.	35
37	Métodos para calcular los parámetros de Weibull.	36
38	Rosa de vientos a 100 m.	37
39	Comparación de datos MERRA-2 y ERA5 en la zona 1.	38
40	Ubicación del emplazamiento.	40
41	Curvas de potencia ERA5.	41
42	Curva de potencia MERRA-2.	42
43	Curva de potencia Repower6.2M152.	43
44	Curva de potencia Repower6.2M126.	44
45	Curva de potencia Repower6.2M126.	45

46	Curva de potencia Seatitan 10MW.	46
47	Tecnologías de cimientado superficial.	48
48	Cimentación fija tipo mono pilote.	49
49	Tipos de cimentación fija.	50
50	Tecnologías de cimientado profunda.	51
51	WindFloat.	52
52	WindFloat.	53
53	Mapa de la orografía en Salina Cruz	54
54	Mapa de la ubicación del parque off-shore.	55
55	Análisis de datos MERRA-2 en WAsP10.	56
56	Colocación de los aerogeneradores.	57
57	Colocación de los aerogeneradores.	58
58	Distribución de aerogeneradores.	60
59	Diagrama del circuito eléctrico.	63
60	Diagrama del circuito eléctrico.	64
61	Transformador propuesto.	65
62	Pérdida de potencia con respecto al factor de potencia.	68
63	caída de voltaje con respecto al factor de potencia.	68
64	Distribución de aerogeneradores.	69
65	Diagrama del circuito eléctrico.	70
66	Diagrama del circuito eléctrico.	71
67	Precio de la electricidad por día.	75
68	Perfil mensual de los precios de electricidad.	75
69	Variación de los precios de la electricidad.	76
70	Variación mensual de los precios de la electricidad.	76
71	Gastos de capital para proyectos globales de energía eólica marina.	77
72	Gastos operativos globales de plantas de energía eólica marina.	78
73	Promedio mensual de la producción eléctrica.	79
74	Promedio mensual de los precios de generación eléctrica.	79
75	Promedio mensual de los ingresos del parque off-shore.	80
76	Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.	81
77	Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.	81
78	Promedio mensual de la producción eléctrica.	83
79	Flujos de caja caso 1.	84
80	Promedio mensual de la producción eléctrica.	84
81	Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.	89
82	Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.	89
83	Promedio mensual de la producción eléctrica.	90
84	Flujos de caja caso 2.	91
85	Retorno de inversión caso 2.	91
86	VPN vs precios de generación.	96
87	TIR vs precios de generación.	96
88	Retorno de inversión vs precios de generación.	97
89	Retorno de inversión vs TIR vs precios de generación.	97
90	VPN vs TIR vs precios de generación.	98
91	VPN vs retorno de inversión vs precios de generación.	98
92	Costo Nivelado de la Energía (USD/kW).	99
93	Costo presente neto.	100

Índice de tablas

1	Estadísticas descriptivas del viento a 50 m de altura.	15
2	Valores de los parámetros de Weibull.	18
3	Criterios de error.	19
4	Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura.	23
5	Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura zona 1.	23
6	Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura zona 1.	26
7	Valores de los parámetros de Weibull.	29
8	Criterios de error.	30
9	Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura.	33
10	Valores de los parámetros de Weibull.	36
11	Criterios de error.	37
12	Tabla comparativa entre datos de MERRA-2 y Era5.	38
13	Parámetros básicos para clases de aerogeneradores.	39
14	Tabla comparativa entre datos de MERRA-2 y Era5.	39
15	Evaluación de turbinas a 100 m.	41
16	Evaluación de turbinas a 100 m.	42
17	Especificaciones de turbina REpower 6.2M152.	43
18	Especificaciones de turbina REpower 6.2M126.	44
19	Especificaciones de turbina GAMESA 5MW.	45
20	Especificaciones de turbina Seatitan 10MW.	46
21	Potencia generada en el parque off-shore.	58
22	Potencia generada por turbina.	59
23	Datos eléctricos cable - 3GSERAA 18/30(36) kV.	61
24	Datos eléctricos cable - 3GSERAA 18/30(36) kV.	62
25	Distancia total del cableado MT.	63
26	Transformador RT-33/115.	65
27	Pérdidas en el sistema eléctrico.	67
28	Pérdidas en el sistema eléctrico.	67
29	Distancia total del cableado MT.	70
30	Pérdidas en el sistema eléctrico.	72
31	Pérdidas en el sistema eléctrico.	72
32	Costos totales de inversión.	78
33	Pérdidas en el sistema eléctrico.	80
34	Pérdidas en el sistema eléctrico.	81
35	Pérdidas en el sistema eléctrico.	83
36	Cálculo de los indicadores TIR y VPN.	86
37	Cálculo de los indicadores TIR y VPN.	87
38	Pérdidas en el sistema eléctrico.	89
39	Pérdidas en el sistema eléctrico.	90
40	Cálculo de los indicadores TIR y VPN.	92
41	Cálculo de los indicadores TIR y VPN.	93
42	Cálculo de los indicadores TIR y VPN.	94

Símbolos y acrónimos

NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio)
MERRA-2	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, version-2
AEP	Producción Anual de Energía (Annual Energy Production)
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
CD	Corriente Directa
CA	Corriente Alterna
\$	Pesos
MUS\$	Miles de dólares
MMUS\$	Millones de dólares
USc\$	centavos de dólar
J	Joules
MW	Mega watt
Wh	Watts-hora
kWh	Watts-hora
kWh	kilo watts-hora
GWh	Giga watts-hora
\$/Wh	Pesos por watts-hora
\$/kWh	Pesos por kilo watts-hora
SE	Subestación eléctrica
c	Párametro de escala
k	Párametro de forma
COE	Costo nivelado de energía
PML	Precio Marginal de

1 Introducción

La energía eólica marina, también conocida como eólica off-shore, se diferencia de la energía eólica tradicional u on-shore debido a que la ubicación de los aerogeneradores que conforman el parque eólico está situada en el mar en vez de tierra firme. La implantación de parques eólicos off-shore está creciendo en los últimos años debido al potencial que este tipo de energía presenta, ya que se puede aprovechar una mayor intensidad de viento a altitudes menores, generando de esta forma más energía a partir de un menor número de turbinas.

Siguiendo esta tendencia y con el objetivo de aprovechar al máximo el potencial del viento el presente trabajo realizará el estudio del recurso eólico en un área delimitada perteneciente al Golfo de Tehuantepec, frente a las costas del municipio de Salina Cruz, Oaxaca, para posteriormente evaluar la factibilidad económica de la creación de un parque eólico off-shore en México.

El presente trabajo contiene 4 capítulos los cuales se detallan a continuación:

Capítulo I. Análisis del recurso eólico: En este primer capítulo se presentan los resultados obtenidos del análisis de dos bases de datos MERRA-2 y ERA5 que contienen datos históricos de las velocidades del viento para un periodo mayor a 40 años, el objetivo fue caracterizar y aplicar estadísticas descriptivas a nuestra variable de interés, para conocer el potencial eólico que existe en esta zona. Este análisis se realizó con ayuda del software MATLAB[®] de donde se obtuvieron gráficos como histogramas de la velocidad del viento, ajustes de distribución y rosa de vientos.

Capítulo II. Selección y descripción de aerogeneradores: Derivado del análisis del recurso eólico se puede pronosticar las velocidades del viento que se presentarán en la zona de estudio, y con ello estimar la producción energética, esta información fue punto clave para poder realizar una correcta selección de los aerogeneradores que conformarán el parque off-shore, en este capítulo se realizó una descripción de las características principales de los aerogeneradores así como un análisis de su cimentación y distribución, utilizando el software WAsP10[®] para obtener la distribución óptima.

Capítulo III. Sistema eléctrico:

La conexión eléctrica de un parque eólico está referida a su enlace con el sistema general de transporte de energía eléctrica y consiste, en una adecuada combinación de líneas eléctricas y subestaciones transformadoras. El presente capítulo incluye un análisis detallado de la conexión eléctrica del parque eólico integrado a la red eléctrica, así como los cálculos de las pérdidas de potencia y caída de tensión información importante para realizar una correcta estimación de la producción energética neta.

Capítulo IV. Análisis económico:

El análisis económico es un término, utilizado en las empresas para tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los flujos de caja y calcular indicadores financieros tales como el VAN y el TIR. En este capítulo se evalúan los indicadores financieros a partir de los flujos de caja obtenidos del análisis económico realizado en MATLAB® en dicho análisis se consideran como entradas la producción anual neta del parque off-shore, los costos de venta de la energía eléctrica, los costos de capital, los gastos de operación y mantenimiento y la tasa de interés.

Capítulo IV. Análisis de sensibilidad: El análisis de sensibilidad que se realizó en el presente trabajo de investigación fue con la finalidad de determinar las condiciones favorables para la rentabilidad del parque eólico off-shore en México, evaluando los diferentes escenarios posibles que se puedan presentar si los valores del precio de generación de energía, el costo de capital o la tasa de interés cambia y de esta manera evaluar el comportamiento de parámetros económicos como costo nivelado de energía (COE), Tasa Interna de Rendimiento(TIR) y el Valor Presente Neto (VPN).

1.1 Objetivo general

Diseñar un parque eólico off-shore con dos propuestas de capacidad diferentes una de 124 MW y la segunda de 120 MW en el Golfo de Tehuantepec, frente a las costas del municipio de Salina Cruz, Oaxaca.

1.2 Objetivos específicos

1. Obtener las velocidades del viento en la zona de estudio con MERRA-2 y ERA5.
2. Analizar la ubicación del emplazamiento del parque eólico en el golfo de Tehuantepec, con base en el recurso eólico.
3. Comparar las bases de datos MERRA-2 y ERA5 para determinar la confiabilidad de los datos históricos de las velocidades del viento.
4. Proponer dos aerogeneradores para su emplazamiento y comparar la producción energética para ambos casos.
5. Realizar la distribución de los aerogeneradores y calcular las pérdidas de potencia y caída de voltaje.
6. Realizar un análisis técnico de los equipos que se proponen utilizar para la operación del parque.
7. Determinar los costos de inversión requerida para el parque eólico off-shore.
8. Realizar el estudio de la factibilidad económica del parque off-shore ubicado frente al puerto de Salina Cruz.
9. Realizar un análisis de sensibilidad para determinar las condiciones favorables para la rentabilidad de un parque eólico off-shore.

1.3 Ubicación del emplazamiento

El emplazamiento para el parque eólico off-shore será ubicado en un área perteneciente al Golfo de Tehuantepec el cual es un amplio golfo del Océano Pacífico localizado al sureste de México, al sur del Istmo de Tehuantepec entre los estados de Oaxaca y Chiapas. Se extiende unos 350 km en dirección E-O y 80 km en dirección N-S. Sus puntos extremos son, al este la Barra de Santiago, Chiapas y al oeste, Puerto Ángel, Oaxaca.

Su profundidad promedio es de 200m y la profundidad máxima (cerca de la salida al mar en el oeste) es de hasta 2000 m. Presenta mareas diurnas mareas de hasta 2.6m.



Figura 1. Golfo de Tehuantepec.

Fuente: Google Maps.

El emplazamiento exacto del proyecto se sitúa en la costa del municipio de Salina Cruz ubicada en el Istmo de Tehuantepec, el cual es perteneciente al estado de Oaxaca. La ciudad se localiza en las coordenadas 16°09'30" Norte y 95°11'30" Oeste.

El municipio de Salina Cruz colinda al este con los municipios de San Pedro Huilotepec y San Mateo del Mar, al norte con el municipio de San Blas Atempa, al este con el municipio de Santo Domingo Tehuantepec y al sur con el Océano Pacífico, exactamente con el Golfo de Tehuantepec. La ciudad y puerto de Salina Cruz, Oaxaca, se localiza en la parte norte del Golfo de Tehuantepec, en el Océano Pacífico.



Figura 2. Puerto de Salina Cruz Oaxaca.

Fuente: Google Earth.

Se consideró una distancia de 10 km entre el parque eólico off-shore y la costa debido al impacto visual que genera los aerogeneradores, es evidente que la instalación de una serie de aerogeneradores de grandes dimensiones en alta mar supondrá una alteración en el paisaje.

En la Figura 3 se ilustra el impacto visual que genera los aerogeneradores a diferentes distancia, donde se observa que a partir de los 8 km es prácticamente nulo.



Figura 3. Impacto visual de aerogeneradores en el mar.

Fuente: Google Maps.

1.5 Ubicación de la subestación

La Figura 6 ilustra el mapa del municipio Salina Cruz donde se presenta la ubicación geográfica de la subestación eléctrica la cual se encuentra ubicada al norte del municipio a una distancia aproximada de 5 km respecto a la costa.

El parque eólico off-shore estará ubicado a una distancia aproximada de 10 km respecto a la costa por lo que la distancia total que existirá entre la subestación y el parque off-shore será en total de 15 km.

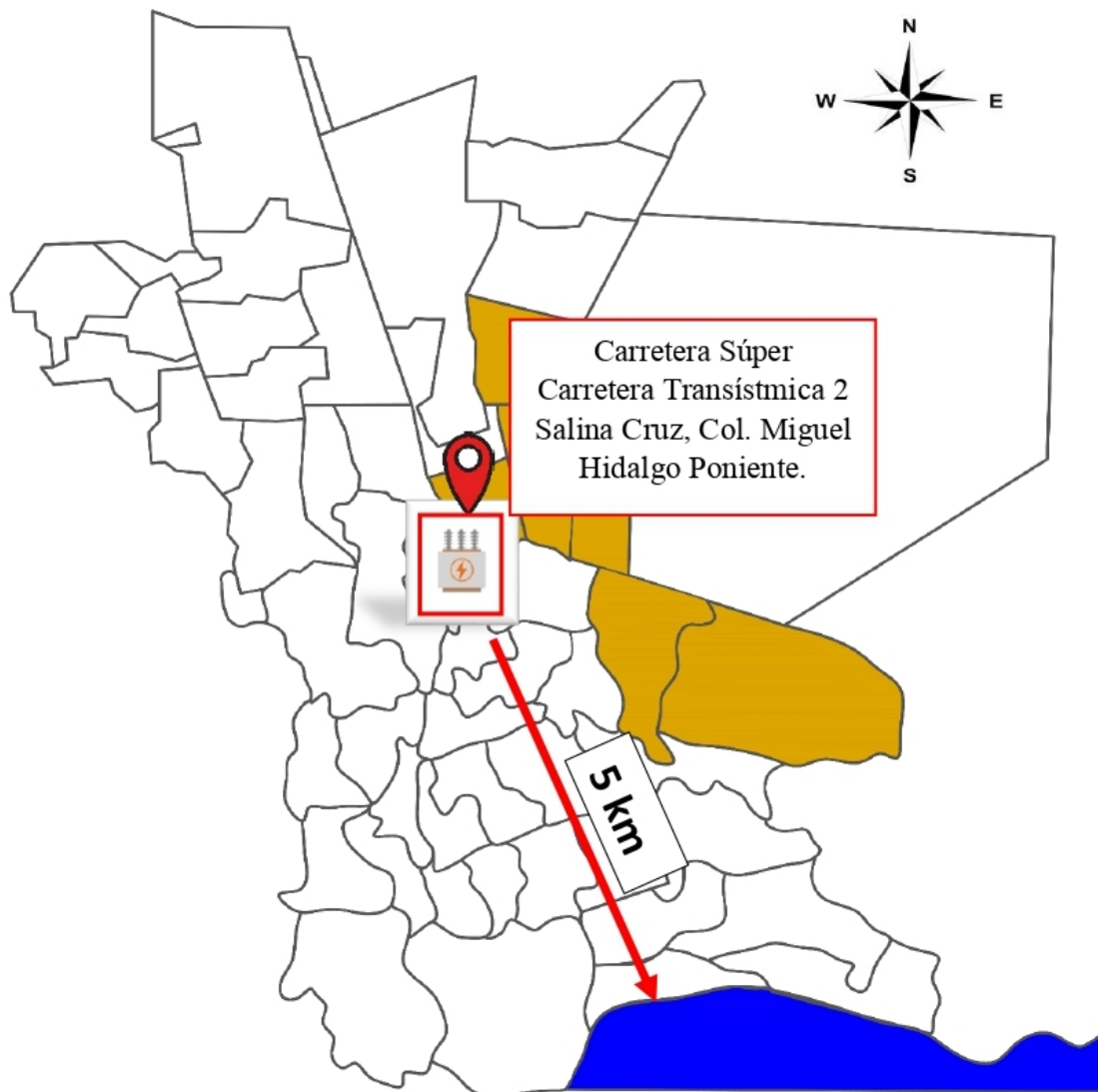


Figura 6. Ubicación de la subestación, Salina Cruz.

Fuente: Elaboración propia.

La subestación que se encuentra en Salina Cruz recibe una tensión de 115 kV la cual se encarga de transformar a tensiones menores de 34 kV y 13 kV para el suministro de cargas a nivel industrial, comercial y uso doméstico en los hogares.

2 Análisis del recurso eólico

En este apartado se analizará el recurso eólico para dos zonas en estudio las cuales se denominaron:

Zona 1 con coordenadas 16° Norte y 95° Oeste.

Zona 2 con coordenadas 16° Norte y 95°25'00" Oeste.



Figura 7. Datos MERRA-2.

Fuente: Google Earth Pro, 2022.

Para el caso I se realizó un estudio en la zona 1 como se observa en la Figura 7 obteniendo datos históricos de las velocidades del viento de dos bases de datos las cuales fueron MERRA 2 y ERA5, cabe destacar que estas ambas plataformas tienen disponible información histórica para esta zona de interés, situación que permitió analizar ambas bases de datos con el fin de comparar los resultados obtenidos tanto para MERRA-2 como para ERA5 y con ello poder determinar la confiabilidad que existe entre ambas bases de datos, al observar cuanta diferencia existe entre ellos, teniendo como hipótesis inicial que los resultados deben de ser similares ya que se está estudiando la misma zona bajo las mismas condiciones.

El caso II se realizó una comparación entre el recurso eólico que existe en la zona 1 en comparación con la zona 2 utilizando los datos históricos de las velocidades del viento que nos proporciona la plataforma ERA5 debido a que es la única que presenta información disponible para ambas zonas de interés, la finalidad de esta comparativa es poder determinar cuál sería la zona donde existe mayor recurso eólico, y posteriormente poder ubicar correctamente el parque eólico off-shore.

2.1 MERRA-2

El análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones, versión 2 (MERRA-2) es un re análisis atmosférico global producido por la Oficina Global de Modelado y Asimilación (GMAO) de la NASA. Abarca la era de la observación satelital desde 1980 hasta el presente. MERRA-2 está destinado a reemplazar el producto MERRA original y refleja los avances recientes en el modelado atmosférico y la asimilación de datos.

2.2 Obtención de datos zona 1 MERRA-2

Las velocidades del viento se obtuvieron utilizando la base de datos MERRA-2 a través del software Windographer5[®], donde unicamente se necesita tener descargado el e instalado el software y una cuenta de usuario.

En la sección de Data Downloader se visualiza el mapa mundial donde se selecciona el punto de interés de todos los resultados disponibles como se observa en la Figura 8, en este caso se selecciono el punto rojo con coordenadas Latitud: 16 Longitud: -95 denominado zona 1 y ubicado a 27 km respecto a la costa.

The screenshot shows the 'Download from Windnavigator' window. On the left, there are fields for 'Location' with 'Point of interest: N16.179° W95.215°' and 'Selected grid point: N16.000° W95.000°'. Below these is a 'Request Dataset' button. Further down are sections for 'Selected Data Source: MERRA-2', 'Account Settings - adrianaponcemartinez27@gmail.com', and 'Network Settings'. The main part of the window is a map of the Gulf of Tehuantepec region, showing several blue markers and one red marker at Salina Cruz. A scale bar indicates 100 kilometers. At the bottom, there are map navigation controls: 'Road Map', 'Satellite', 'Hybrid', '+', 'Center', and '-'. Below the map is a table titled 'Requested Datasets'.

Order	Time of Request	Product	Latitude	Longitude	Elapsed Time	Status	Commands
263743	19/03/2022 17:53:10	MERRA-2	N16.000°	W95.000°	00:19	Processing	✕

Figura 8. Descarga de datos MERRA-2.

Fuente: NASA GMAO,2022.

En la Figura 9 se presenta el archivo descargado el cual se encuentra en formato txt. el archivo descargado presenta las siguientes características:

- El intervalo de tiempo que se tomó para realizar las lecturas de las velocidades del viento fue de una hora.
- Se presentan datos históricos de las velocidades del viento desde el año de 1980 hasta el año actual 2022, por lo que se tiene información completa de 41 años en total.
- Las mediciones del viento se realizaron a una altura de 50 metros.

```

Windnavigator_MERRA2_N16.000_W95.000 (Punto 1): Bloc de notas
Archivo  Editar  Ver

Reanalysis data requested by Windographer Data Downloader 3.0.12

MERRA-2 data downloaded from Windnavigator on 2022-03-15 11:31 EDT

Data set: MERRA-2 M2T1NXSLV
Source: NASA Global Modeling and Assimilation Office
Provider: UL Services Group LLC
Latitude: 16
Longitude: -95
Obtained from: grid cell i = 137, j = 213

Each time stamp indicates the beginning of a time step.
UL Services Group LLC provides this data as-is from source and does not guarantee its accuracy.

Date/time [UTC]  Speed_50m [m/s]  Direction_50m [degrees]  Temperature_10m [degrees C]  Temperature_2m [degrees C]
1980-01-01T00:00:00  14.97 13.5  24.0  24.1  100.7
1980-01-01T01:00:00  14.62 13.8  23.3  23.5  100.8
1980-01-01T02:00:00  14.01 13.7  22.9  23.1  100.9
1980-01-01T03:00:00  13.52 12.9  22.7  22.9  101.0
1980-01-01T04:00:00  13.34 11.5  22.6  22.8  101.0
1980-01-01T05:00:00  13.29 10.4  22.5  22.7  101.0
1980-01-01T06:00:00  13.19 10.9  22.4  22.7  101.0
1980-01-01T07:00:00  12.93 11.2  22.4  22.6  101.0
1980-01-01T08:00:00  12.74 10.9  22.3  22.5  100.9
1980-01-01T09:00:00  12.65 10.1  22.3  22.5  100.9
1980-01-01T10:00:00  12.69 9.4  22.3  22.5  100.9
1980-01-01T11:00:00  12.83 8.9  22.3  22.6  100.9
1980-01-01T12:00:00  13.09 8.5  22.3  22.5  100.9
1980-01-01T13:00:00  13.25 7.5  22.5  22.7  101.0
1980-01-01T14:00:00  13.81 7.3  23.0  23.3  101.1
1980-01-01T15:00:00  14.62 8.5  23.7  24.1  101.1
1980-01-01T16:00:00  15.17 10.3  24.5  24.8  101.1
1980-01-01T17:00:00  15.25 11.0  25.2  25.6  101.0
1980-01-01T18:00:00  15.24 10.8  25.0  25.3  100.9

```

Figura 9. Datos MERRA-2.

Fuente: NASA GMAO,2022.

2.3 Análisis de datos MERRA-2 en MATLAB®

Se realizó el análisis del recurso eólico en MATLAB® utilizando el archivo .txt obtenido con MERRA-2. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

2.3.1 Estadísticas descriptivas

El histograma presentado en la Figura 10 nos permite visualizar la tendencia central y la dispersión de los datos del viento, además muestran la forma en que los datos se distribuyen dentro de su rango de variación.

Como se observa en el gráfico existe un descentrado de datos hacia la izquierda lo cual indica que la mayoría de las velocidades del viento se concentra por debajo de la media la cual fue de 8.40 m/s.

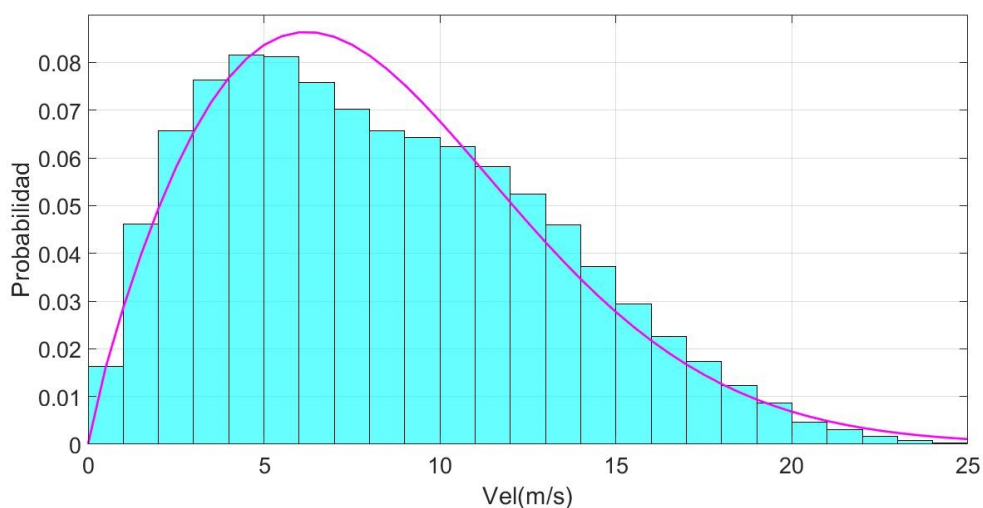


Figura 10. Histograma de velocidades a 50 m.

Otra forma de medir la tendencia central de un conjunto de datos es mediante la moda, y mediana cuyos resultados se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Estadísticas descriptivas del viento a 50 m de altura.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS					
VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
22.47 m ² /s ²	4.74 m/s	8.40 m/s	7.80 m/s	4.75 m/s	28.09 m/s

La mediana tuvo un valor de 7.80 m/s, lo cual significa que 50 % de las velocidades del viento en esta zona fueron menores o iguales 7.80 m/s, y que el otro 50 % fueron mayores o iguales a dicho valor.

La velocidad del viento que más se presentó durante los 41 años en en estudio fue de 4.75 m/s siendo este el valor de la moda. La velocidad del viento más alta que se registró

durante este periodo fue de 28.09 m/s.

Además de conocer la tendencia central de un conjunto de datos es necesario saber qué tan diferentes son entre sí, es decir, es preciso determinar su variabilidad o dispersión. La desviación estándar es la medida más usual de esta variabilidad, el valor obtenido de este indicador fue de 4.74 m/s.

2.3.2 Promedio mensual de velocidades del viento

Como podemos apreciar en la Figura 11 se presenta un promedio mensual de las velocidades del viento durante los 41 años en estudio. El mes que presentó mayor promedio en las velocidades del viento fue el mes de Enero y Diciembre con un valor ligeramente mayor a los 11 m/s.

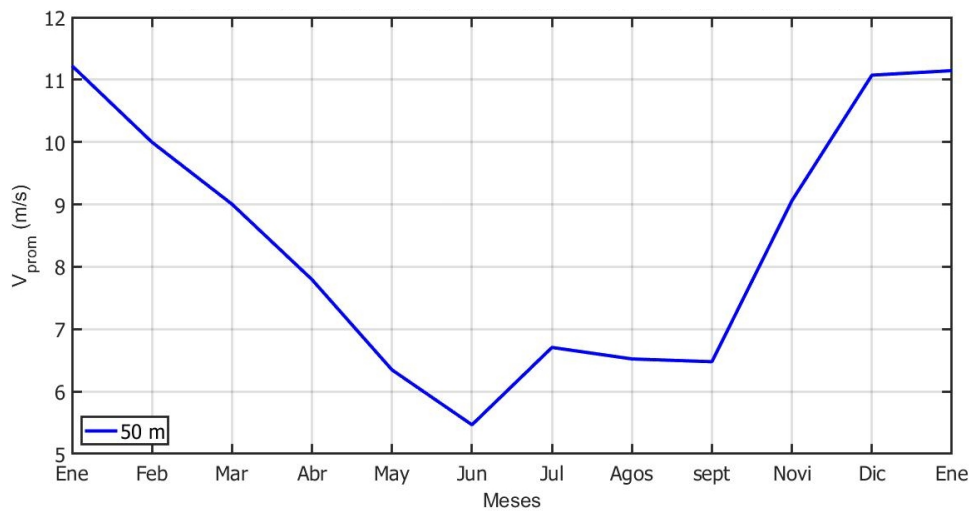


Figura 11. Promedio mensual de velocidades a 50 m.

Se presentó una tendencia del aumento en las velocidades del viento que comenzó a incrementar a partir del mes de septiembre de 6.5 m/s hasta llegar a su máximo valor en el mes de enero con valor cercano a los 11 m/s, caso contrario ocurrió en el período de enero a junio donde se presentó una tendencia a la baja decrementando hasta valores cercanos a los 5 m/s.

Del mes de junio al mes de julio el promedio incremento ligeramente y del mes de julio al mes de septiembre este prácticamente se mantuvo constante. Se observa que en el mes de junio se presentaron las velocidades del viento más bajas con un valor promedio aproximado a los 5.4 m/s.

La Figura 12 muestra el promedio anual de las velocidades del viento que se presentó a partir del año 1981 hasta el año 2021 a 50 m de altura en la zona 1. De donde podemos observar que el año 1987 y el año 2001 fueron los años donde se presentó un mayor promedio en las velocidades del viento, se observa también diversos periodos anuales con tendencias ascendentes y descendentes, a partir del año 2014 hasta el último año en estudio este promedio comenzó a disminuir hasta llegar a su valor mas bajo, cercano a los 7.6 m/s en el año 2019.

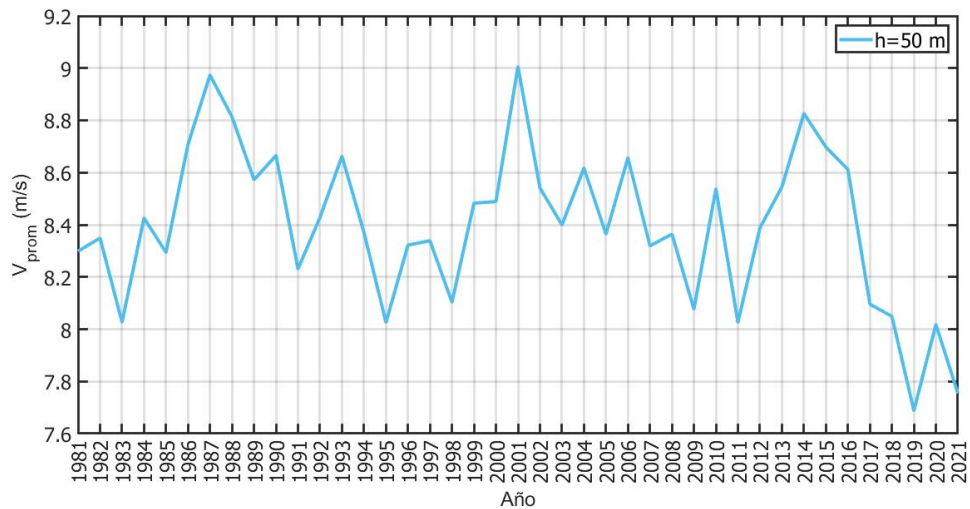


Figura 12. Promedio anual de las velocidades del viento datos MERRA-2.

En la Figura 13 se presenta un resumen de los promedios de las velocidades del viento por año y mes, con el fin de observar por año cual es el mes que presenta un mayor y menor promedio de la velocidad del viento, de ello podemos destacar que diciembre fue el mes que durante los años en estudio presentó las mayores velocidades del viento seguido de noviembre con velocidades cercanas a los 12 m/s, mientras que los meses con menor promedio de la velocidad del viento fue en agosto y mayo con velocidades por de bajo de los 6 m/s.

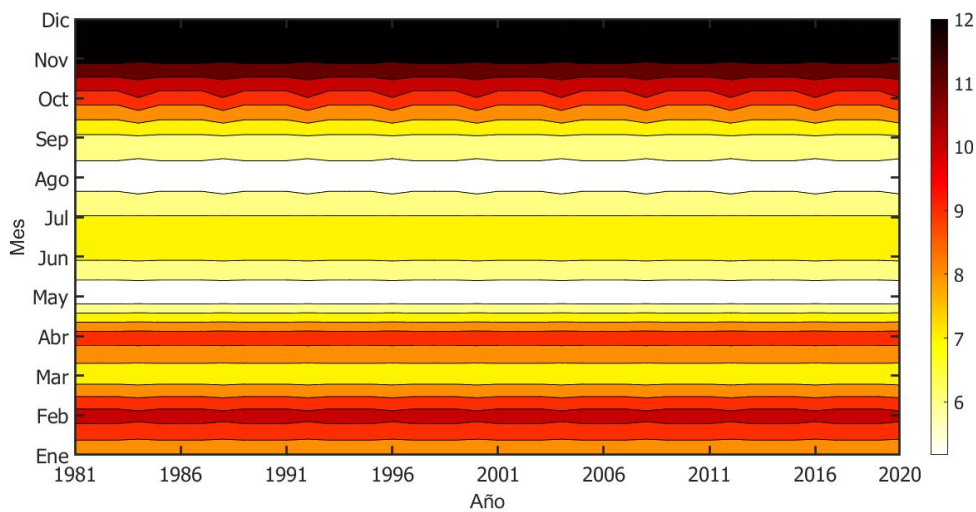


Figura 13. Promedio anual de la velocidad del viento por cada mes.

2.3.3 Parámetros de Weibull

Se realizó el cálculo de los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull utilizando 5 métodos diferentes los cuales fueron: Método de Justus, Método de máxima energía, Método de patrón de energía, Método de mínimos cuadrados, y método de momento, los resultados obtenidos se presentan para dichos valores se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de los parámetros de Weibull.

PARÁMETROS WEIBULL		
MÉTODO	K	C (m/s)
JUSTUS	1.8616	9.4621
MÁXIMA ENERGÍA	1.8836	9.4661
PATRÓN DE ENERGÍA	1.8836	9.4661
MINIMOS CUADRADOS	2.0332	8.7739
MOMENTO	1.8488	9.4595

En la Figura 14 se presenta el Histograma de las velocidades del viento y las aproximaciones de la función de Weibull mediante el uso de 5 métodos, en esta gráfica podemos observar que los métodos de Justus, Máxima energía, Patrón de energía y Momentos, se encuentran muy cercanos y son los que más se ajustan a la distribución de los datos.

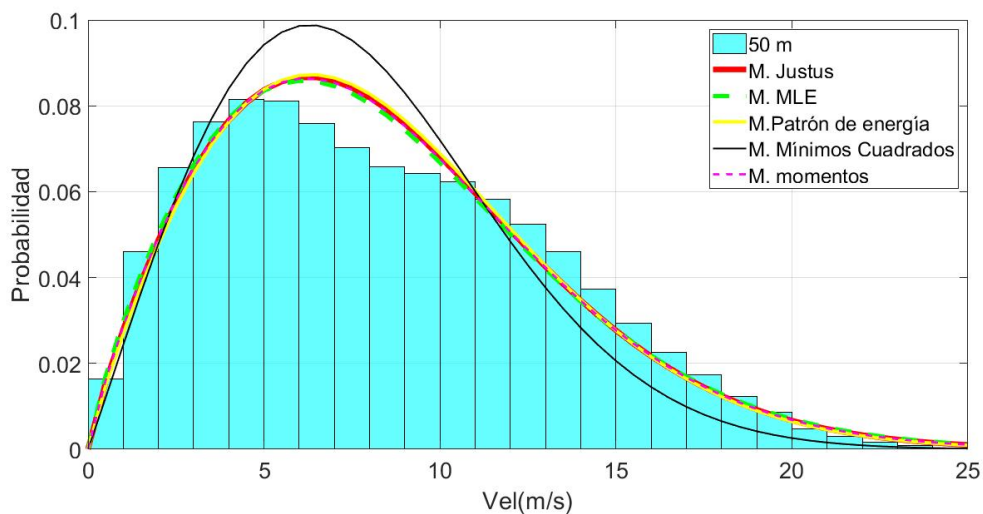


Figura 14. Métodos para calcular los parámetros de Weibull.

Para poder elegir de forma correcta el método que más se ajuste a la distribución de los datos en estudio se utilizó 5 criterios de Error, los cuales, son: Criterio RMS, K-S, R^2 , CHI^2 , y PDE. La Tabla 3 muestra los resultados obtenidos.

El método que más se ajustó a la distribución de las velocidades del viento fue el método de momentos con el valor más alto para el criterio de error $R^2 = 0.96228$ y los valores más bajos para los demás criterios.

Con este análisis se pudo determinar que los parámetros de Weibull para este caso en estudio son $k=1.8488$ y $c=9.4595$ m/s.

Tabla 3. Criterios de error.

CRITERIOS DE ERROS					
MÉTODOS	JUSTUS	MÁXIMA ENERGÍA	PATRÓN DE ENERGÍA	MINIMOS CUADRADOS	MOMENTO
RMSE	0.0058719	0.0058497	0.0059552	0.0059552	0.0058436
KS	0.028563	0.028076	0.029213	0.029213	0.028263
R2	0.96191	0.9622	0.96082	0.96082	0.96228
CHI	3.56E-05	3.54E-05	3.66E-05	3.66E-05	3.53E-05
PDE	0.77841	2.8159	0.51001	0.51001	1.5521

2.3.4 Rosa de viento a 50 m de altura

En la Figura 15 se presenta la rosa de vientos la cual nos indica que la dirección predominante del viento en esta zona es hacia el Norte, dentro de las cuales destacan velocidades de 5 m/s hasta 25 m/s.

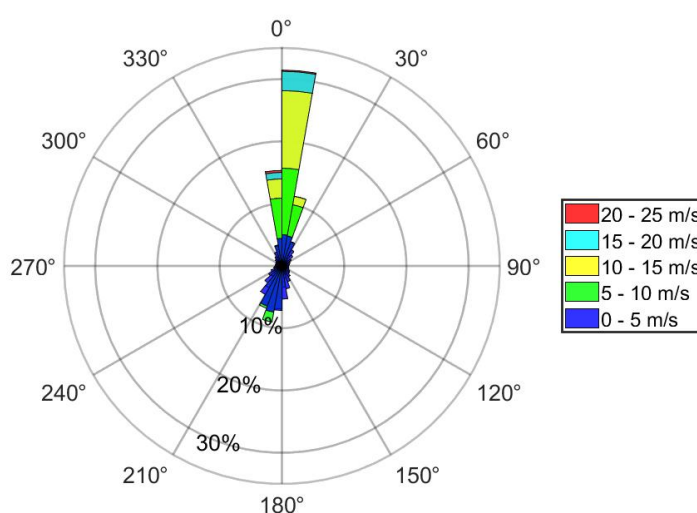


Figura 15. Rosa de vientos a 50 m zona 1.

2.4 Análisis de datos MERRA-2 en HOMER®

Para realizar el análisis del recurso eólico en el software HOMER® se cargaron los datos históricos de las velocidades del viento obtenido a través de MERRA-2 a 50 m de altura, con este análisis se obtuvieron gráficas que caracterizan el comportamiento del viento en la zona de estudio, la Figura 16 muestra los promedios mensuales de la velocidad del viento en la zona de estudio, donde podemos apreciar que el mes de diciembre fue el mes donde se presentó el mayor promedio de velocidad del viento con una velocidad cercana a los 13 m/s, seguido de los meses noviembre y febrero.

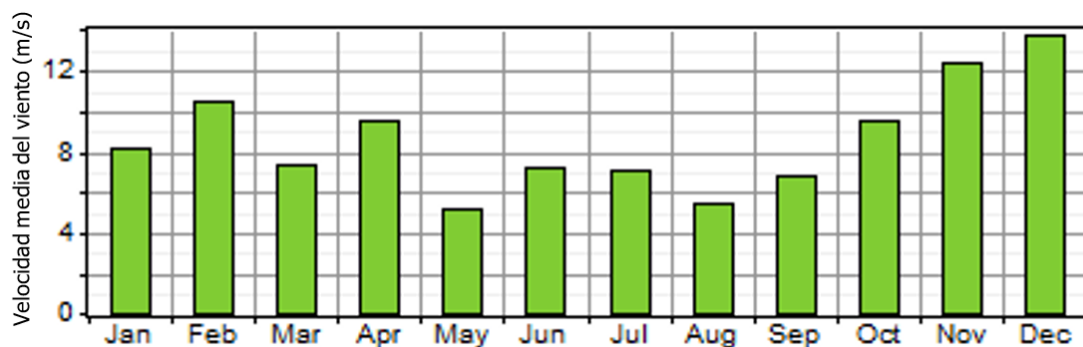


Figura 16. Diagrama de barra del promedio mensual de la velocidad del viento.

La Figura 17 presenta el diagrama de caja el cual es una manera conveniente de mostrar visualmente grupos de datos numéricos a través de sus cuartiles, donde se puede apreciar tanto los valores máximos y mínimos de la velocidad del viento para cada mes así como su promedio, además de poder apreciar el rango de variación de los datos, de este análisis podemos destacar, que el mes de marzo se tuvo una mayor dispersión en la velocidad del viento mientras que el mes de mayo se presenta la menor dispersión entre estos valores.

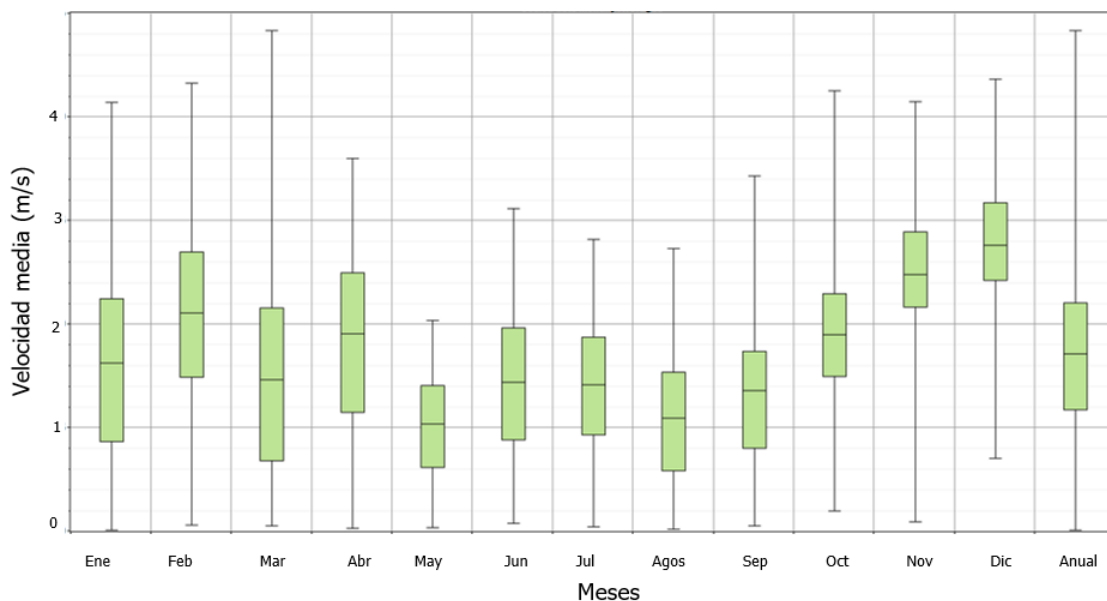


Figura 17. Diagrama de caja de la velocidad del viento.

La Figura 18 presenta el comportamiento de la velocidad del viento para las diferentes horas del día durante un año de donde podemos apreciar que a mitad del año predominan las velocidad comprendidas en el rango de los 5.4 m/s a 10.8 m/s representadas en tonos azules, mientras que para finales del año esta rango cambia de 10.8 m/s a 16.2 m/s representadas en tonos verdes.

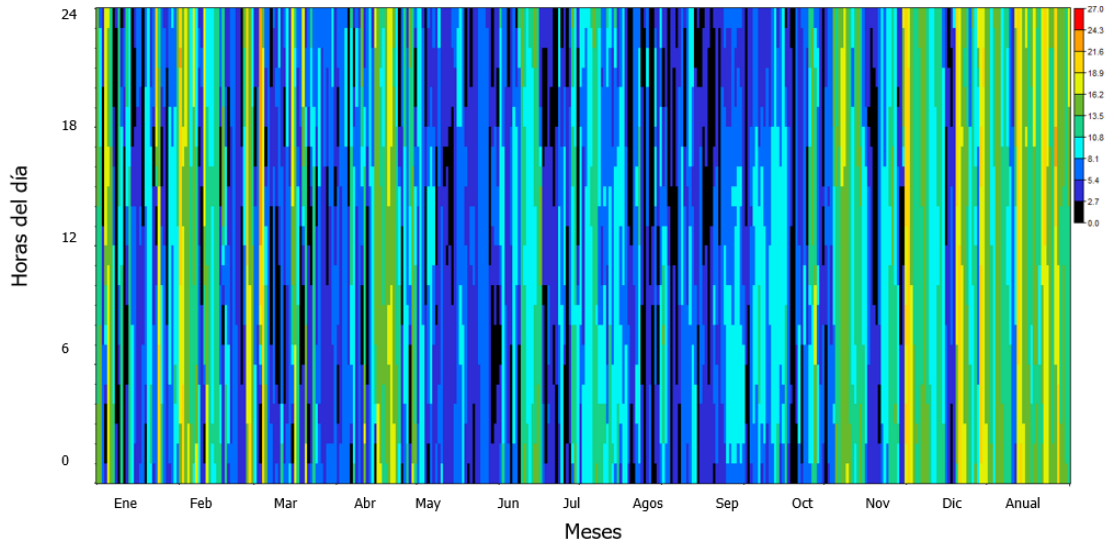


Figura 18. Comportamiento anual de la velocidad del viento.

Del análisis realizado en el software HOMER[®] se obtuvo también el histograma presentado en la Figura 19 con los parámetros de Weibull $K=1.86$ y $C=9.61$ m/s. Cabe descartar que estos resultados son similares a los obtenidos con el análisis realizado en MATLAB[®] donde el método con mayor ajuste fue el de Momento, con parámetros igual a $k=1.84$ y $c=9.45$ m/s, mientras que la velocidad promedio en HOMER[®] fue de 8.536 m/s y en MATLAB[®] de 8.4023 m/s, todo este análisis a una altura de 50 m, con esto se sustenta la confiabilidad de dichos resultados.

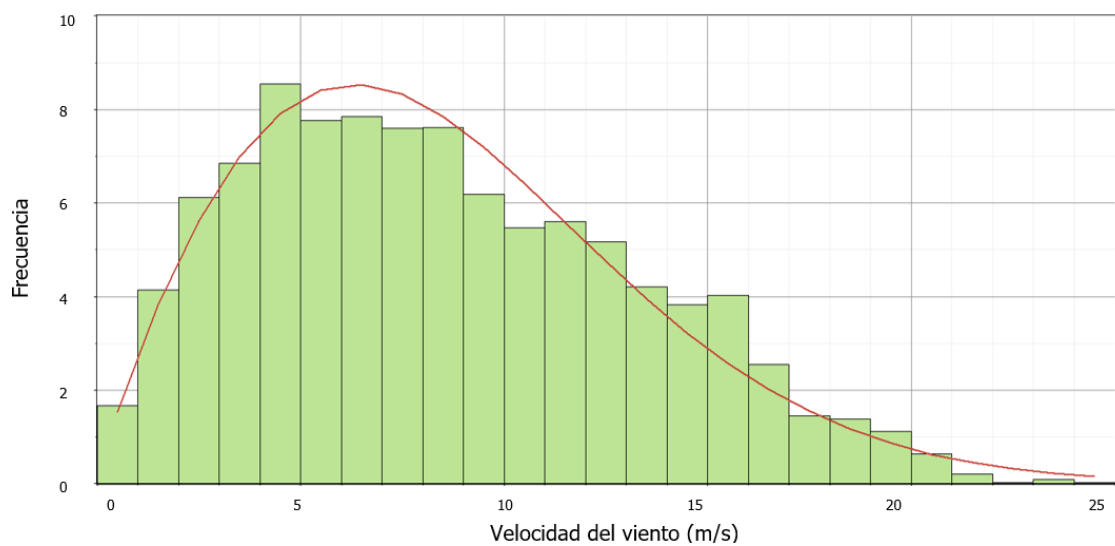


Figura 19. Histograma obtenido en HOMER[®].

2.4.1 Extrapolación datos MERRA-2 a 100 metros

Se extrapolaron los datos obtenidos de MERRA-2 a una altura de 100 metros, con la finalidad de poder realizar una correcta comparación con los datos ERA5. La Figura 20 muestra la extrapolación realizada en el software Windographer®.

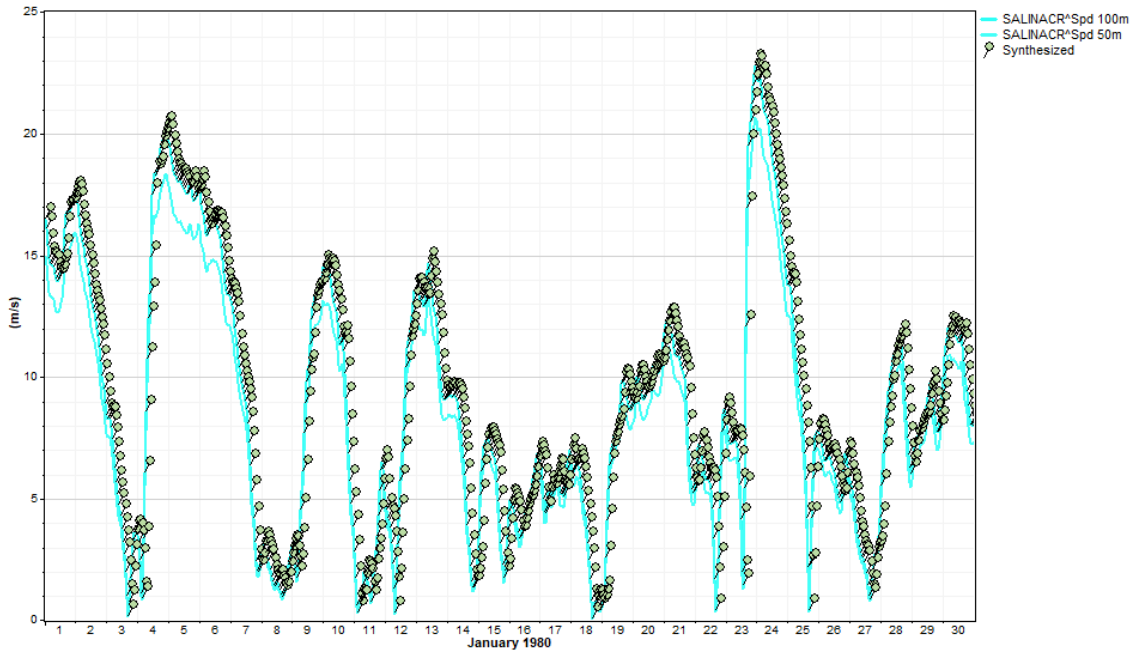


Figura 20. Extrapolación a 100 m datos MERRA-2.

La Figura 21 presenta los promedios mensuales a una altura de 100 m en comparativa con la altura de referencia, de donde se puede apreciar que los meses con mayor promedio de velocidad del viento fue en noviembre, diciembre y enero sobrepasando los 12 m/s. Mientras que los vientos más bajos se presentaron en el periodo mayo a septiembre teniendo velocidades comprendidas entre los 5 a 7 m/s.

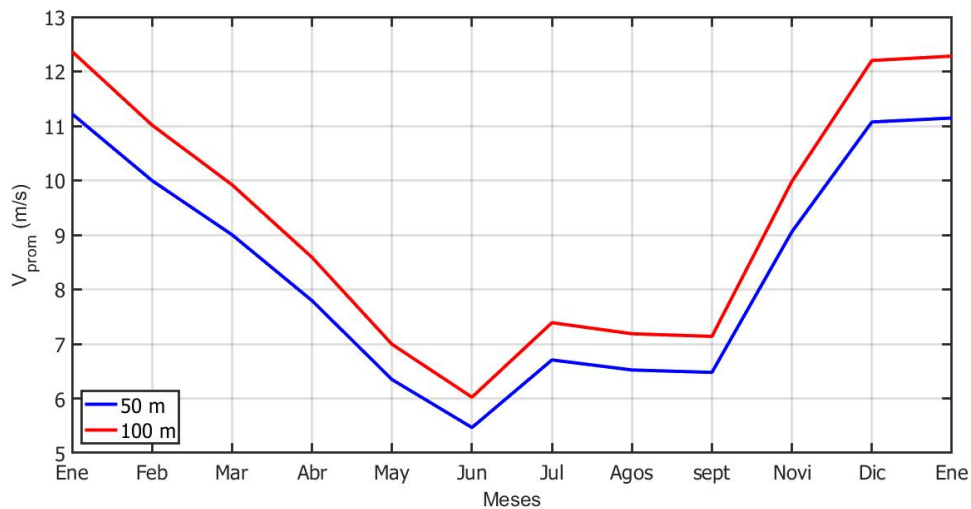


Figura 21. Promedios mensuales a 100 m datos MERRA-2.

En la Tabla 4 se presenta los resultados obtenidas del análisis estadístico a los datos en estudio.

Tabla 4. Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS					
VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
27.29 m ² /s ²	5.22 m/s	9.25 m/s	8.59 m/s	5.23 m/s	30.95 m/s

La media obtenida fue de 9.25 m/s la cual nos indica un buen recurso eólico para la zona en estudio.

La mediana tuvo un valor de 8.59 m/s, lo cual significa que 50 % de las velocidades del viento en esta zona fueron menores o iguales 8.59 m/s, y que el otro 50 % fueron mayores o iguales a dicho valor.

La velocidad del viento que más se presentó durante los 41 años en en estudio fue de 5.23 m/s siendo este el valor de la moda. La velocidad del viento más alta que se registró durante este periodo fue de 30.95 m/s, la desviación estándar fue de 4.74 m/s.

2.4.2 Parámetros Weibull datos MERRA-2 a 100m

Se realizó el cálculo de los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull con ayuda del software Windographer5[®] el cual utiliza 4 métodos diferentes cuyos resultados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura zona 1.

	k	A (m/s)	media	R ²
Máxima energía	1.826	10.413	9.254	0.973
Mínimos cuadrados	1.783	10.413	9.264	0.987
WAsP	1.932	10.552	9.359	0.954
Openwind	1.875	10.430	9.259	0.965

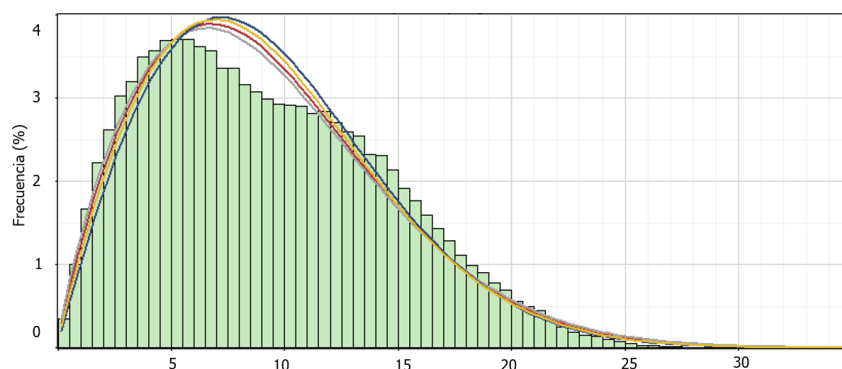


Figura 22. Parámetros de Weibull a 100 m de altura datos MERRA-2.

El método que más ajustó fue mínimo cuadrados con $k=1.783$ y $c=10.413$ m/s.

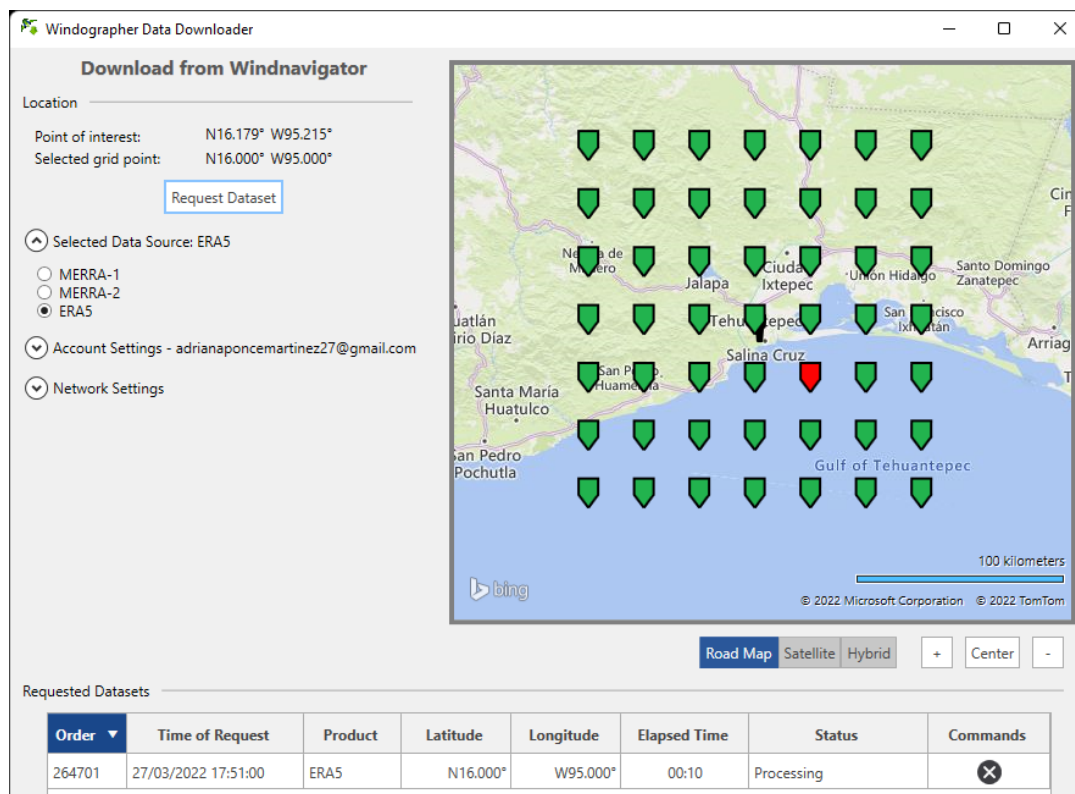
2.5 ERA5

ERA5 es producido por el Servicio de Cambio Climático de Copernicus (C3S) en ECMWF, proporciona estimaciones horarias de un gran número de variables climáticas atmosféricas, terrestres y oceánicas. Los datos cubren la Tierra en una cuadrícula de 30 km y resuelven la atmósfera utilizando 137 niveles desde la superficie hasta una altura de 80 km.

Las actualizaciones mensuales de calidad garantizada de ERA5 (1979 hasta la actualidad) se publican en un plazo de 3 meses en tiempo real. Las actualizaciones diarias preliminares del conjunto de datos están disponibles para los usuarios dentro de los 5 días posteriores al tiempo real.

2.6 Obtención de datos zona 1 ERA5

Se realizó un segundo análisis de datos ERA5 para la coordena que coincide con la de los datos obtenidos en MERRA-2 estas coordenadas son Latitud: 16 Longitud: -95 y se encuentra representado en la Figura 23 con el punto rojo, esto con el fin de realizar una mejor análisis de comparación entre las bases de datos.



The screenshot shows the 'Windographer Data Downloader' interface. On the left, there are settings for 'Location' (Point of interest: N16.179° W95.215°, Selected grid point: N16.000° W95.000°), 'Selected Data Source' (ERA5 is selected), and account/network settings. A 'Request Dataset' button is visible. The main area is a map of the Gulf of Tehuantepec region, showing a grid of green shield icons representing data points. One point, located near Salina Cruz, is highlighted with a red shield icon. Below the map, there are map controls (Road Map, Satellite, Hybrid) and a 'Requested Datasets' table.

Order	Time of Request	Product	Latitude	Longitude	Elapsed Time	Status	Commands
264701	27/03/2022 17:51:00	ERA5	N16.000°	W95.000°	00:10	Processing	✕

Figura 23. Descarga de datos ERA5.

Fuente: NASA GMAO, 2022.

En la Figura 24 se presenta el archivo descargado el cual se encuentra en formato txt. El archivo descargado presenta las siguientes características:

- El intervalo de tiempo que se tomó para realizar las lecturas de las velocidades del viento fue de una hora.
- Se presentan datos históricos de las velocidades del viento desde el año de 1979 hasta el año actual 2022, por lo que se tiene información completa de 42 años en total.
- Las mediciones del viento se realizaron a una altura de 100 metros.

```

SALINAS_ERA5: Bloc de notas
Archivo  Editar  Ver

Reanalysis data requested by Windographer Data Downloader 3.0.14

ERA data downloaded from Windnavigator on 2022-03-27 19:38 EDT

Data set: ERA5
Source: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
Provider: UL Services Group LLC
Latitude: 16
Longitude: -95
Obtained from: grid cell i = 341, j = 425

Each time stamp indicates the beginning of a time step.
UL Services Group LLC provides this data as-is from source and does not guarantee its accuracy.

Date/time [UTC]  Speed_100m [m/s]  Direction_100m [degrees]  Temperature_2m [degrees C]
1979-01-01T00:00:00  3.38  225.4  26.5  101.0
1979-01-01T01:00:00  4.21  255.3  26.6  101.0
1979-01-01T02:00:00  4.31  277.9  26.6  101.1
1979-01-01T03:00:00  3.99  296.6  26.7  101.2
1979-01-01T04:00:00  3.68  312.4  26.8  101.2
1979-01-01T05:00:00  3.40  326.0  26.6  101.3
1979-01-01T06:00:00  3.07  335.1  26.3  101.3
1979-01-01T07:00:00  2.70  343.7  26.0  101.3
1979-01-01T08:00:00  2.34  348.2  25.7  101.2
1979-01-01T09:00:00  2.29  349.4  25.5  101.3
1979-01-01T10:00:00  2.60  354.8  25.2  101.2
1979-01-01T11:00:00  2.72  9.0  25.0  101.2
1979-01-01T12:00:00  2.52  23.2  24.9  101.2
1979-01-01T13:00:00  2.38  33.2  24.9  101.2
1979-01-01T14:00:00  2.16  34.9  24.9  101.3
1979-01-01T15:00:00  1.94  34.5  24.9  101.3
1979-01-01T16:00:00  1.55  33.0  25.2  101.4
1979-01-01T17:00:00  1.00  52.5  25.4  101.4
1979-01-01T18:00:00  1.22  120.0  25.4  101.3
Ln 33, Col 41

```

Figura 24. Datos ERA5.

Fuente: NASA Global Modeling and Assimilation Office,2022.

2.7 Análisis de datos ERA5 en MATLAB®

Se realizó el análisis del recurso eólico en MATLAB® utilizando el archivo .txt obtenido con ERA5. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

2.7.1 Estadísticas descriptivas

El histograma presentado en la Figura 25 nos permite visualizar la tendencia central y la dispersión de los datos del viento, además muestran la forma en que los datos se distribuyen dentro de su rango de variación.

Como se observa en el gráfico existe una distribución con doble campana, distribución que se asemeja a la que presentan los datos de la velocidad del viento obtenidos en la zona de la ventosa, donde existen parques eólicos on-shore.

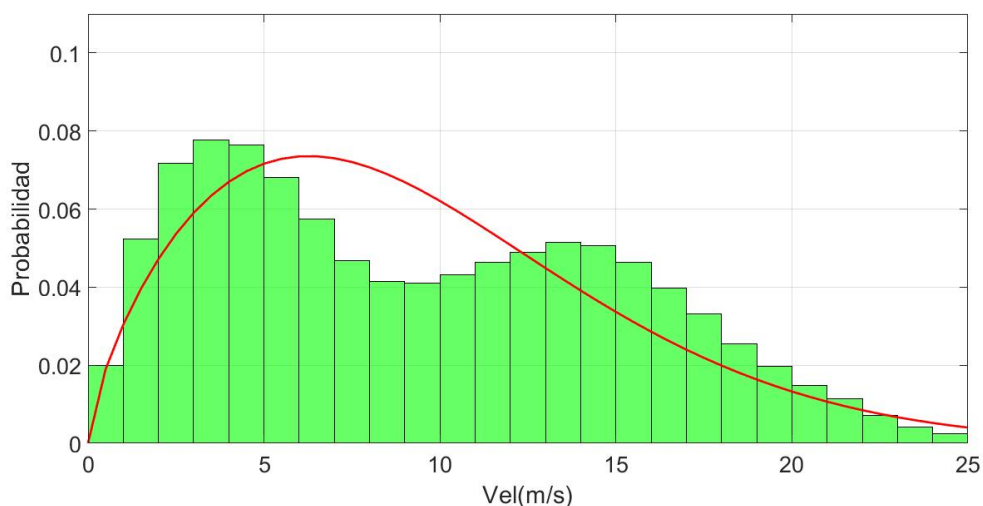


Figura 25. Histograma de velocidades a 100 m zona 1.

Otra forma de medir la tendencia central de un conjunto de datos es mediante la media, moda, y mediana cuyos resultados se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura zona 1.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS					
VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
33.88 m ² /s ²	5.82 m/s	8.69 m/s	9.46 m/s	3.25 m/s	29.82 m/s

La Tabla 5 nos presenta los resultados más importantes del análisis estadístico realizado, donde se obtuvo una media de 9.46 m/s, una mediana de 8.69 m/s, la velocidad del viento que más se presentó durante los 41 años en estudio fue de 3.25 m/s siendo este el valor de la moda. La velocidad del viento más alta que se registró durante este periodo fue de 29.82 m/s.

Además de conocer la tendencia central de un conjunto de datos es necesario saber qué tan diferentes son entre sí, es decir, es preciso determinar su variabilidad o dispersión. La desviación estándar es la medida más usual de esta variabilidad, el valor obtenido de este indicador fue de 5.8214 m/s.

2.7.2 Promedio mensual de velocidades del viento

Como podemos apreciar en la Figura 26 se presenta un promedio mensual de las velocidades del viento durante los 42 años en estudio. El mes que presentó el mayor promedio de las velocidades del viento fue el mes de enero y diciembre con un valor cercano a los 13 m/s.

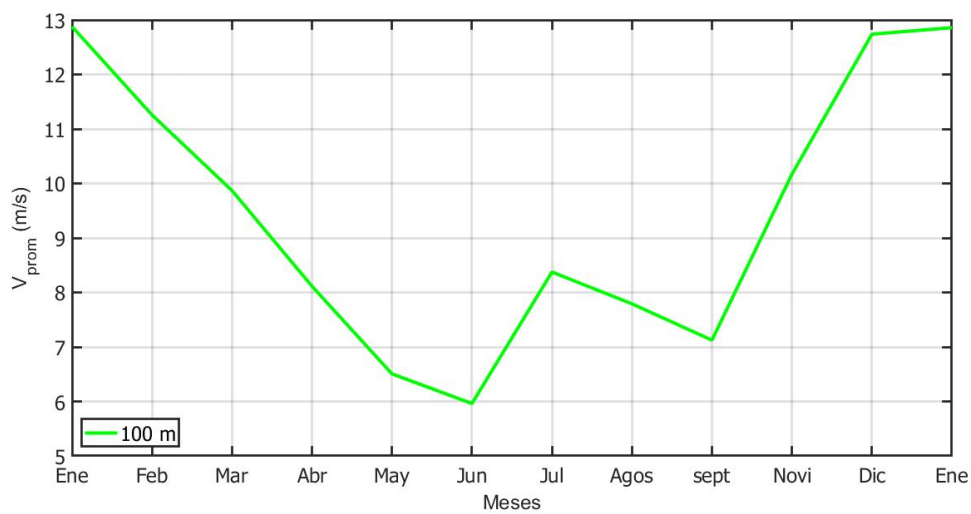


Figura 26. Promedio mensual de velocidades a 100 m.

Se presentó una tendencia del aumento en las velocidades del viento que comenzó a incrementar en el mes de septiembre hasta llegar a su máximo valor en el mes de enero con un valor cercano a los 13 m/s, caso contrario ocurrió en el periodo de enero a junio donde se presentó una tendencia a la baja en dichas velocidades llegando a una velocidad de 6 m/s.

Del mes de junio al mes de julio el promedio incremento ligeramente de 6 m/s a 8.2 m/s mientras que del mes de julio al mes de septiembre este disminuyó hasta los 7 m/s. Se observa que en el mes de junio se presentaron las velocidades del viento más bajas con un valor promedio aproximado a los 6 m/s.

La Figura 27 muestra el promedio anual de las velocidades del viento que se presentaron a partir del año 1980 hasta el año 2019 a 100 m de altura en la zona 1. De donde podemos observar que el año 1987 y el año 2001 fueron los años donde se presentó un mayor promedio en las velocidades del viento teniendo valores cercanos a los 10 m/s, mientras que en el año 1995 se presentó el promedio más bajo de 8.6 m/s. A partir del año 2016 hasta el último año en estudio comenzó una tendencia a la baja en dichas velocidades.

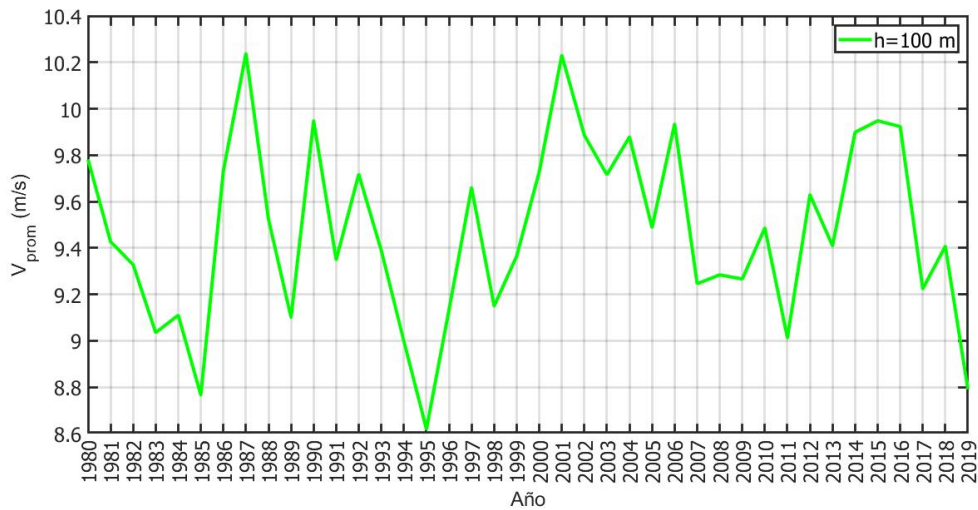


Figura 27. Promedio anual de las velocidades del viento datos ERA5 zona 1.

En la Figura 28 se presenta un resumen del comportamiento anual que tiene el promedio del viento por cada mes, de ello podemos destacar que noviembre, diciembre y enero fueron los meses que durante los años en estudio presentaron el mayor promedio de las velocidades del viento con valores que rondan los 12 m/s, mientras que los meses con menor promedio fueron en abril, mayo, junio y julio con valores cercanos a los 7 m/s.

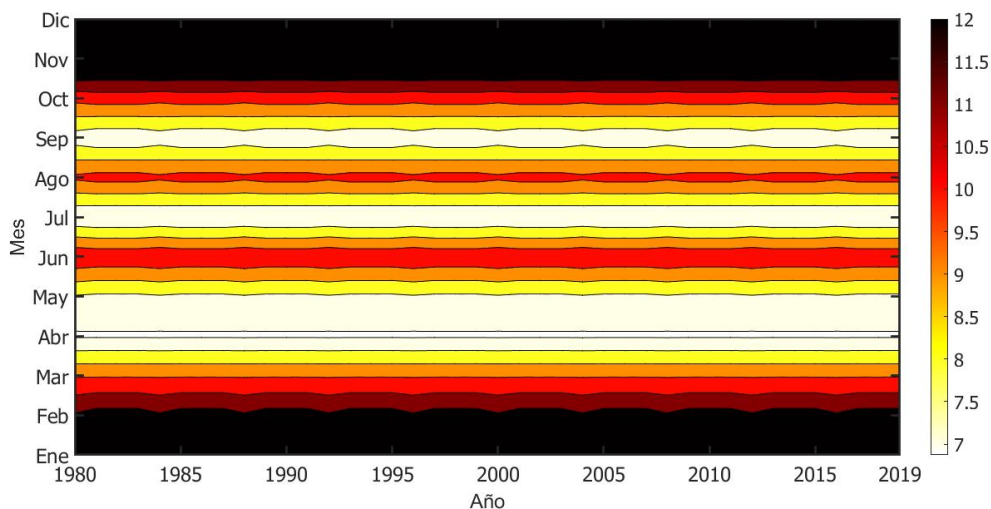


Figura 28. Promedio anual de las velocidades del viento por mes datos ERA5 zona 1.

2.7.3 Parámetros de Weibull

Se realizó el cálculo de los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull utilizando 5 métodos diferentes los cuales fueron: método de Justus, método de máxima energía, método de patrón de energía, método de mínimos cuadrados, y método de momentos, los resultados obtenidos se presentan para dichos valores se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Valores de los parámetros de Weibull.

PARÁMETROS WEIBULL		
MÉTODO	K	C (m/s)
JUSTUS	1.6957	10.6086
MÁXIMA ENERGÍA	1.6329	10.5637
PATRÓN DE ENERGÍA	1.746	10.628
MINIMOS CUADRADOS	1.8277	9.5989
MOMENTO	1.6823	10.603

En la Figura 29 se presenta el histograma y el ajuste de distribución para los 5 métodos en evaluación con esta gráfica podemos observar que los métodos de Justus, máxima energía, patrón de energía y momento, se encuentran muy cercanos y son los que más se ajustan visualmente a la distribución de los datos de las velocidades del viento.

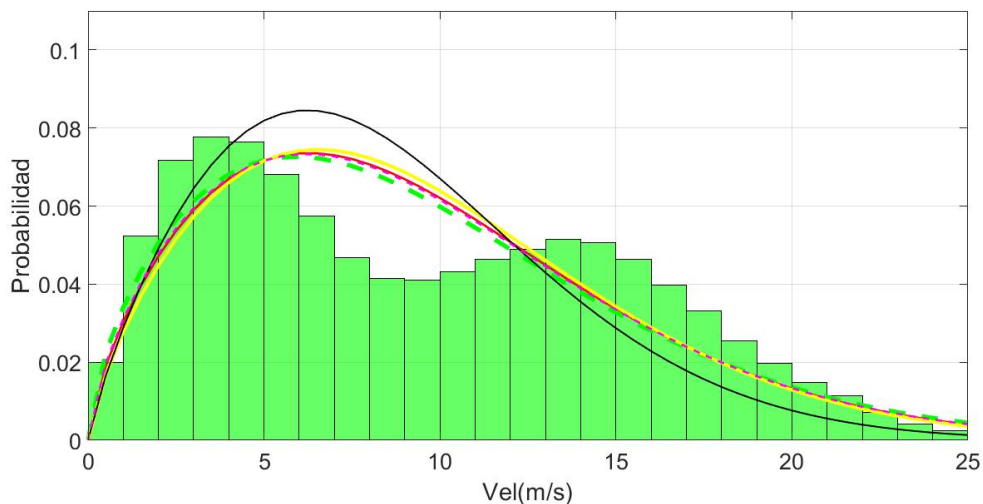


Figura 29. Métodos para calcular los parámetros de Weibull.

Para poder elegir de forma correcta el método que más se ajuste a la distribución de los datos en estudio se utilizó 5 criterios de error los cuales fueron: Criterio RMS, K-S, R^2 , CHI^2 , y PDE. La Tabla 8 presenta los resultados obtenidos.

El método que más se ajustó a la distribución de las velocidades del viento fue el método de máxima energía teniendo el valor más alto para el criterio de error R^2 y los valores más bajo para los demás criterios.

Con este análisis se pudo determinar que los parámetros de Weibull para este caso en estudio son $k=1.6823$ y $c=10.603$ m/s.

Tabla 8. Criterios de error.

CRITERIOS DE ERROS					
MÉTODOS	JUSTUS	MÁXIMA ENERGÍA	PATRÓN DE ENERGÍA	MINIMOS CUADRADOS	MOMENTO
RMSE	0.011411	0.011006	0.01189	0.01189	0.011303
KS	0.066067	0.064874	0.067826	0.067826	0.065624
R2	0.79263	0.80711	0.77488	0.77488	0.79656
CHI	1.35E-04	1.25E-04	1.46E-04	1.46E-04	1.32E-04
PDE	3.3726	8.087	0.27969	0.27969	4.4152

2.7.4 Rosa de viento a 100 m de altura

En la Figura 30 se presenta la rosa de vientos la cual nos indica que la dirección predominante del viento es hacia el Norte, dentro de las cuales destacan velocidades de 5 m/s hasta 15 m/s.

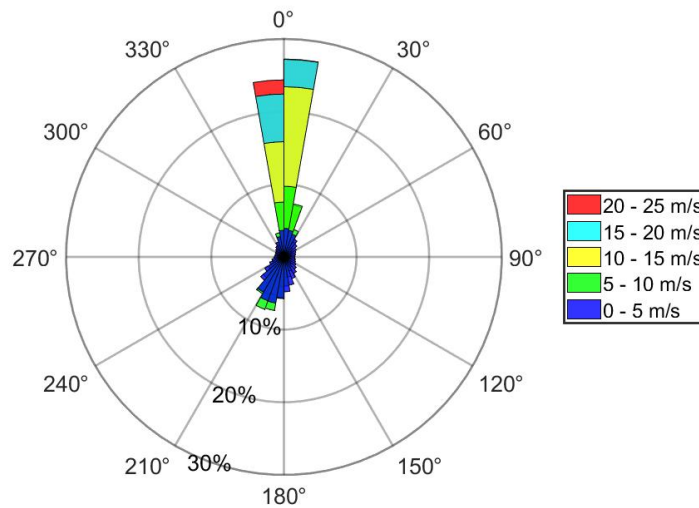


Figura 30. Rosa de vientos a 100 m datos ERA5 zona 1.

2.8 Obtención de datos zona 2, ERA5

Las velocidades del viento se obtuvieron utilizando la base de datos ERA5 a través del software Windographer®.

En la sección de Data Downloader se visualiza el mapa mundial donde se selecciona el punto de interés de todos los resultados disponibles, como se observa en la Figura 31, en este caso se seleccionó el punto rojo mostrado en la imagen cuyas coordenadas son Latitud: 16' Longitud: -95'25" y se encuentra a una distancia de aproximada de 19 kilómetros con respecto a la costa.

Order	Time of Request	Product	Latitude	Longitude	Elapsed Time	Status	Commands
249928	18/11/2021 09:31:48	MERRA-2	N25.500°	W99.375°		Complete	

Figura 31. Descarga de datos ERA5 zona 2.

Fuente: NASA Global Modeling and Assimilation Office,2022.

Como se puede apreciar en la Figura 23 en comparación a la Figura 31 la plataforma ERA5 tiene un mayor número de zonas disponibles para brindar información de los datos históricos de las velocidades del viento en comparación con MERRA-2, esto nos permite poder realizar el estudio del recurso eólico en dos puntos de interés dentro del mar, para evaluar donde existe un mayor potencial eólico y poder determinar la ubicación del parque off-shore objetivo del presente trabajo.

En la Figura 32 se presenta el archivo descargado el cual se encuentra en formato txt. El archivo descargado presenta las siguientes características:

- El intervalo de tiempo que se tomó para realizar las lecturas de las velocidades del viento fue de una hora.
- Se presentan datos históricos de las velocidades del viento desde el año de 1979 hasta el año actual 2022, por lo que se tiene información completa de 42 años en total.
- Las mediciones del viento se realizaron a una altura de 100 metros.

```

Windnavigator_ERA5_N16.000_W95.250_Adriana: Bloc de notas
Archivo  Editar  Ver

Reanalysis data requested by Windographer Data Downloader 3.0.14

ERA data downloaded from Windnavigator on 2022-03-16 20:40 EDT

Data set: ERA5
Source: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
Provider: UL Services Group LLC
Latitude: 16
Longitude: -95.25
Obtained from: grid cell i = 340, j = 425

Each time stamp indicates the beginning of a time step.
UL Services Group LLC provides this data as-is from source and does not guarantee its accuracy.

Date/time [UTC]  Speed_100m [m/s]  Direction_100m [degrees]  Temperature_2m [degrees C]  Pressure_0m [kPa]
1979-01-01T00:00:00  3.12  225.8  27.3  99.9
1979-01-01T01:00:00  3.86  251.8  26.7  99.9
1979-01-01T02:00:00  3.98  268.2  26.6  100.0
1979-01-01T03:00:00  3.63  281.6  25.0  100.1
1979-01-01T04:00:00  2.91  295.5  24.4  100.1
1979-01-01T05:00:00  2.14  311.3  24.0  100.2
1979-01-01T06:00:00  1.56  325.3  23.8  100.2
1979-01-01T07:00:00  1.14  344.2  23.7  100.2
1979-01-01T08:00:00  0.89  354.0  23.6  100.1
1979-01-01T09:00:00  0.95  351.1  23.3  100.1
1979-01-01T10:00:00  1.14  356.2  23.0  100.0
1979-01-01T11:00:00  1.58  15.8  23.0  100.1
1979-01-01T12:00:00  1.66  26.2  23.2  100.0
1979-01-01T13:00:00  1.70  31.4  23.1  100.1
1979-01-01T14:00:00  1.59  22.8  23.3  100.2
1979-01-01T15:00:00  1.32  19.5  26.5  100.2
1979-01-01T16:00:00  0.77  32.4  27.0  100.2
1979-01-01T17:00:00  0.64  107.9  27.7  100.2
1979-01-01T18:00:00  1.68  141.0  27.7  100.2

```

Figura 32. Datos ERA5 zona 2.

Fuente: NASA Global Modeling and Assimilation Office,2022.

2.9 Análisis de datos ERA5 en MATLAB®

Se realizó el análisis del recurso eólico en MATLAB® utilizando el archivo .txt obtenido con ERA5. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

2.9.1 Estadísticas descriptivas

El histograma presentado en la Figura 33 nos permite visualizar la tendencia central y la dispersión de los datos, además muestran la forma en que los datos se distribuyen dentro de su rango de variación.

Como se observa en el gráfico existe un descentrado de datos hacia la izquierda lo cual indica que la mayoría de las velocidades del viento se concentra por debajo de la media la cual fue de 7.26 m/s.

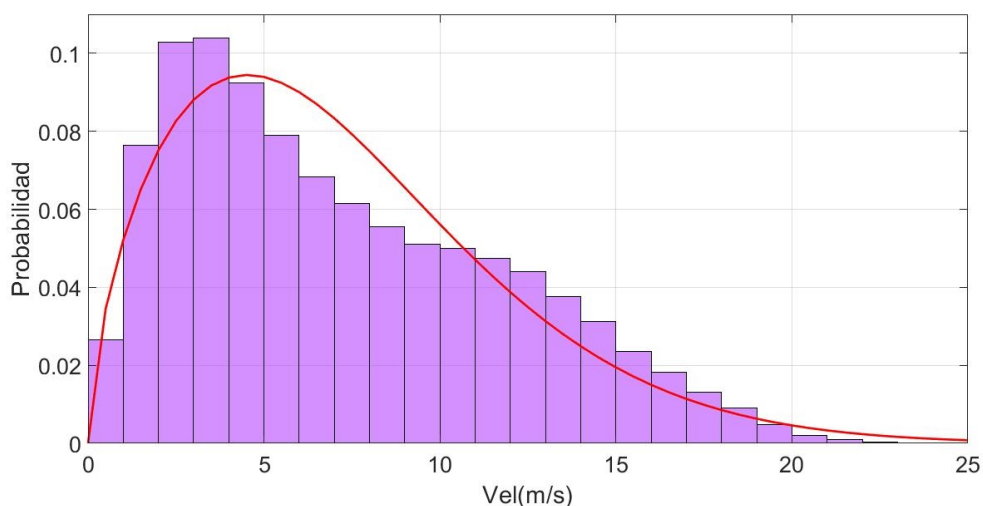


Figura 33. Histograma de velocidades a 100 m.

Otra forma de medir la tendencia central de un conjunto de datos es mediante la moda, y mediana cuyos resultados se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Estadísticas descriptivas del viento a 100 m de altura.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS					
VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
21.50 m ² /s ²	4.63 m/s	7.26 m/s	6.26 m/s	3.68 m/s	23.99 m/s

La mediana tuvo un valor de 6.26 m/s, lo cual significa que 50 % de las velocidades del viento en esta zona fueron menores o iguales 6.26 m/s, y que el otro 50 % fueron mayores o iguales a dicho valor.

La velocidad del viento que mas se presento durante los 41 años en en estudio fue de 3.68 m/s siendo este el valor de la moda. La velocidad del viento mas alta que se registro

durante este periodo fue de 23.99 m/s.

Además de conocer la tendencia central de un conjunto de datos es necesario saber qué tan diferentes son entre sí, es decir, es preciso determinar su variabilidad o dispersión. La desviación estándar es la medida más usual de esta variabilidad, el valor obtenido de este indicador fue de 4.63 m/s.

2.9.2 Promedio mensual de velocidades del viento

Como podemos apreciar en la Figura 34 se presenta un promedio mensual de las velocidades del viento durante los 42 años en estudio. El mes que presentó mayor promedio en las velocidades del viento fue el mes de Enero con un valor cercano a los 10 m/s.

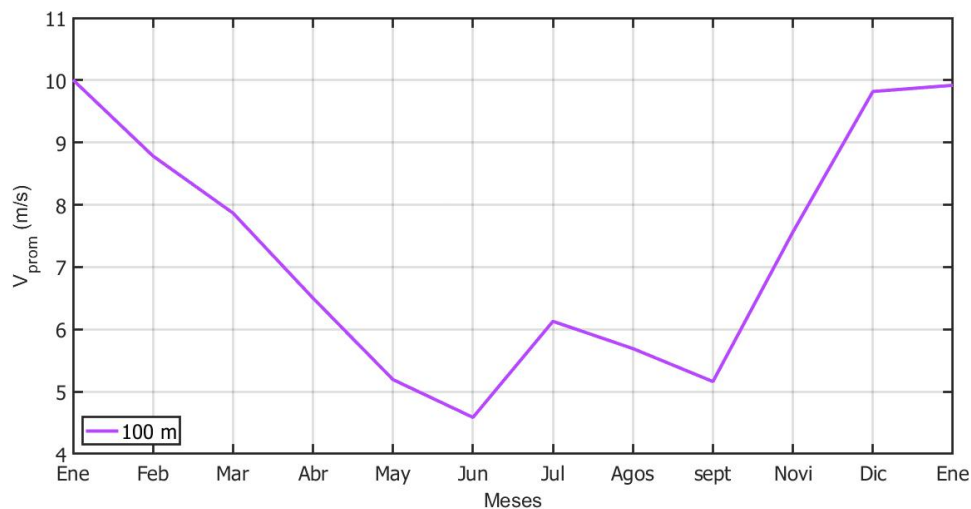


Figura 34. Promedio mensual de velocidades a 100 m.

Se presentó una tendencia del aumento en las velocidades del viento que comenzó a incrementar en el mes de septiembre de 5.1 m/s hasta llegar a su máximo valor en el mes de enero con un valor cercano a los 10 m/s, caso contrario ocurrió en el período de enero a junio donde se presentó una tendencia a la baja que disminuyó mes con mes con un valor inicial de 10 m/s hasta llegar a los 5.7 m/s.

Del mes de junio al mes de julio el promedio incremento ligeramente de 5.7 m/s a los 6.1 m/s mientras que del mes de julio al mes de septiembre este disminuyó ligeramente de 6.1 m/s a 5.1 m/s. El mes en el que se presentó las velocidades más bajas del viento fue el mes de junio con un valor de 5.1 m/s.

La Figura 35 muestra el promedio anual de las velocidades del viento que se presentó a partir del año 1980 hasta el año 2020 a 100 m de altura en la zona 2. De donde podemos observar que el año 1987 y el año 2001 fueron los años donde se presentó un mayor promedio en las velocidades del viento, mientras que a partir del año 2016 este promedio comenzó a disminuir hasta llegar a su valor mas bajo, cercano a los 7.6 m/s en el año 2019.

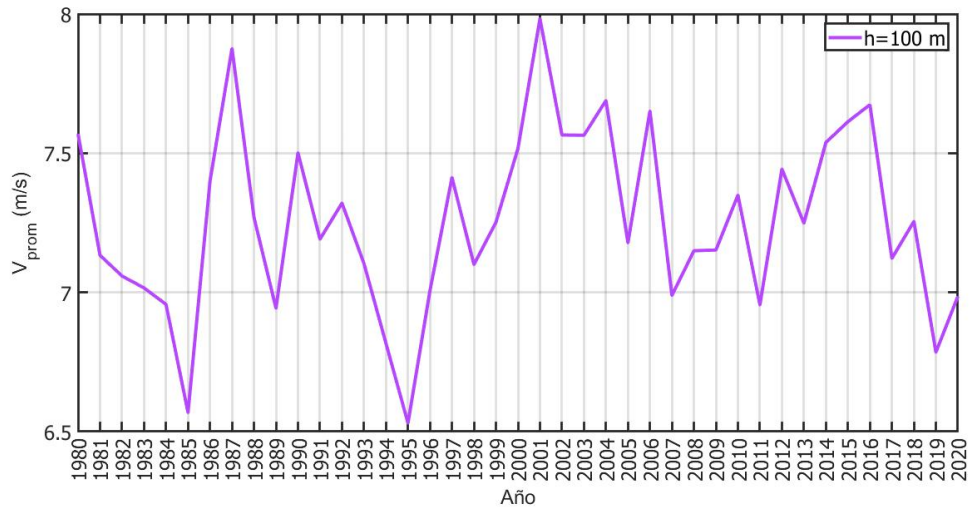


Figura 35. Promedio anual de las velocidades del viento datos ERA5 zona 2.

En la Figura 36 se presenta un resumen de los promedios de las velocidades del viento por año y mes, con el fin de observar el comportamiento anual del promedio del viento por cada mes, de ello podemos destacar que diciembre fue el mes que durante los años en estudio presentó las mayores velocidades del viento seguido de noviembre y enero con velocidades cercanas a los 11 m/s, mientras que los meses con menor promedio fueron en abril, junio y septiembre con velocidades por debajo de los 6 m/s.

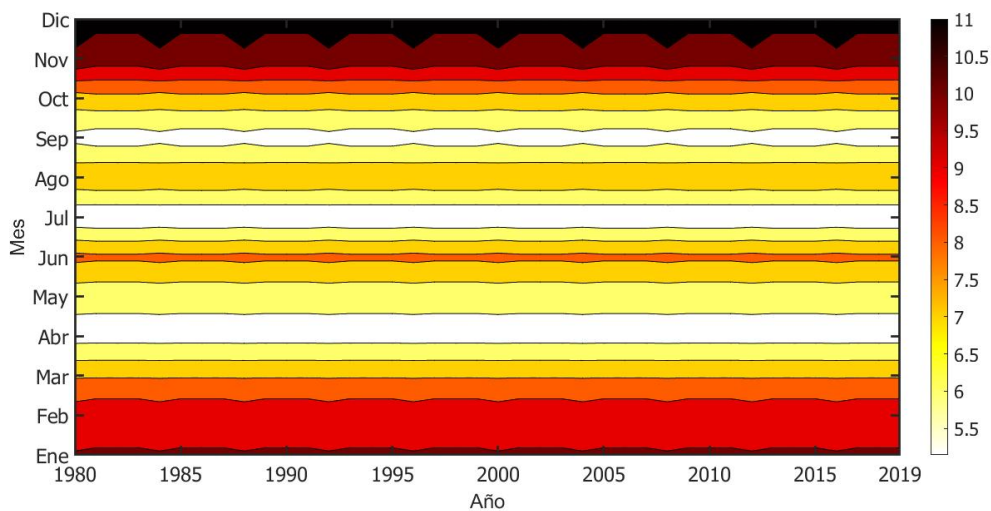


Figura 36. Promedio anual de las velocidades del viento por mes datos ERA5 zona 2.

2.9.3 Parámetros de Weibull

Se realizó el cálculo de los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull utilizando 5 métodos diferentes los cuales fueron: método de Justus, método de máxima energía, método de patrón de energía, método de mínimos cuadrados, y el método de momento, los resultados obtenidos se presentan para dichos valores se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Valores de los parámetros de Weibull.

PARÁMETROS WEIBULL		
MÉTODO	K	C (m/s)
JUSTUS	1.6284	8.1157
MÁXIMA ENERGÍA	1.6479	8.1237
PATRÓN DE ENERGÍA	1.6479	8.1237
MINIMOS CUADRADOS	2.1128	7.2223
MOMENTO	1.6147	8.1098

En la Figura 37 se presenta el Histograma de las velocidades del viento y las aproximaciones de la función de Weibull mediante el uso de 5 métodos, en esta gráfica podemos observar que los métodos de Justus, Máxima energía, Patrón de energía y momento, se encuentran muy cercanos y son los que más se ajustan a la distribución de los datos.

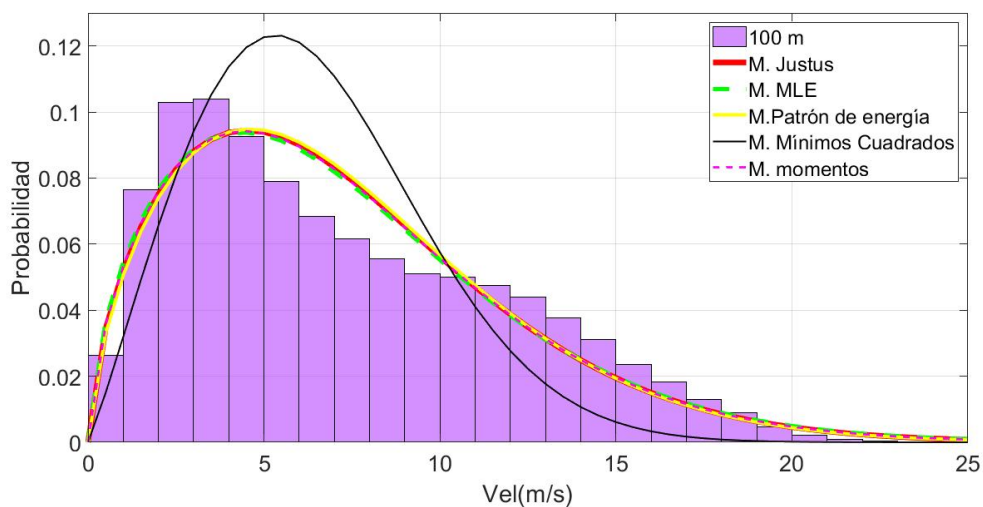


Figura 37. Métodos para calcular los parámetros de Weibull.

Para poder elegir de forma correcta el método que más se ajuste a la distribución de los datos en estudio se utilizaron 5 criterios de error, los cuales fueron, Criterio RMS, K-S, R^2 , CHI^2 , y PDE. La Tabla 11 presenta los resultados obtenidos:

El método que más se ajustó a la distribución de las velocidades del viento fue el método de Justus teniendo el valor más alto para el criterio de error $R^2=0.92608$ y los valores más bajo para los demás criterios.

Con este análisis se pudo determinar que los parámetros de Weibull para este caso en estudio son: $k=1.6284$ y $c=8.1157$ m/s.

Tabla 11. Criterios de error.

CRITERIOS DE ERROS					
MÉTODOS	JUSTUS	MÁXIMA ENERGÍA	PATRÓN DE ENERGÍA	MINIMOS CUADRADOS	MOMENTO
RMSE	0.0091197	0.0091567	0.0091359	0.0091359	0.0091325
KS	0.039711	0.036474	0.043134	0.043134	0.037857
R2	0.92608	0.92547	0.92581	0.92581	0.92587
CHI	8.59E-05	8.66E-05	8.62E-05	8.62E-05	8.62E-05
PDE	1.5176	4.3017	0.066906	0.066906	2.6629

2.9.4 Rosa de viento a 100 m de altura

En la Figura 38 se presenta la rosa de vientos la cual nos indica que la dirección predominante del viento es hacia el Norte, dentro de las cuales destacan las velocidades de 5 m/s hasta 15 m/s.

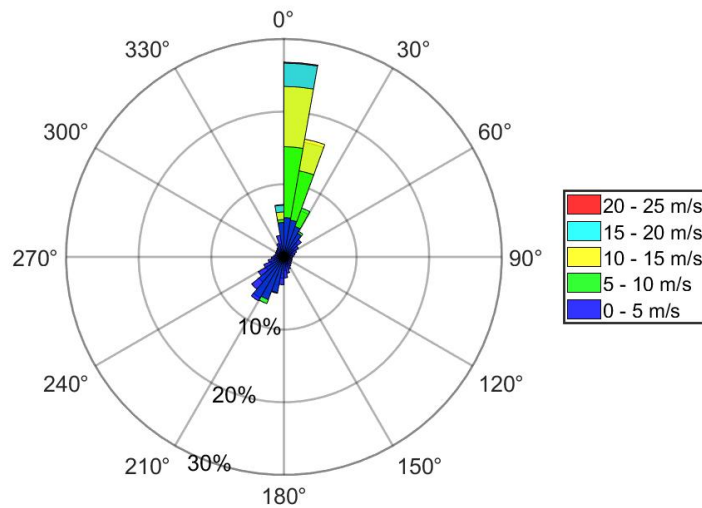


Figura 38. Rosa de vientos a 100 m.

2.10 Conclusión

Caso I

Se realizó un análisis de datos históricos de las velocidades del viento obtenido a través de ERA5 en comparativa con los datos obtenidos en MERRA-2 para la zona 1 cuyas coordenadas son Latitud: 16 y Longitud: -95 a una altura de 100 metros, por lo que para los datos MERRA-2 se realizó una extrapolación para una correcta comparación entre los resultados, los cuales se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Tabla comparativa entre datos de MERRA-2 y Era5.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS						
BASE DE DATOS h=100 m	VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
MERRA-2	27.29 m ² /s ²	5.22 m/s	9.25 m/s	8.59 m/s	5.23 m/s	30.95 m/s
ERA5	33.88 m ² /s ²	5.82 m/s	9.46 m/s	8.69 m/s	3.25 m/s	29.82 m/s

Derivado de este análisis podemos resaltar la similitud que tiene la media al tener valor un para datos MERRA-2 de 9.25 m/s y para ERA5 de 9.46 m/s por lo que entre ellos solo existe una diferencia de 0.2 m/s. La mediana y desviación estándar de igual manera tienen valores muy cercanos.

La Figura 39 presenta una comparación de los promedios anuales de las velocidades del viento obtenido de la base de datos de MERRA2 y ERA5 para alturas de 100 m y 50 m, donde las líneas en color azul representan los resultados obtenidos de MERRA-2 y las líneas color rojo los resultados de ERA5.

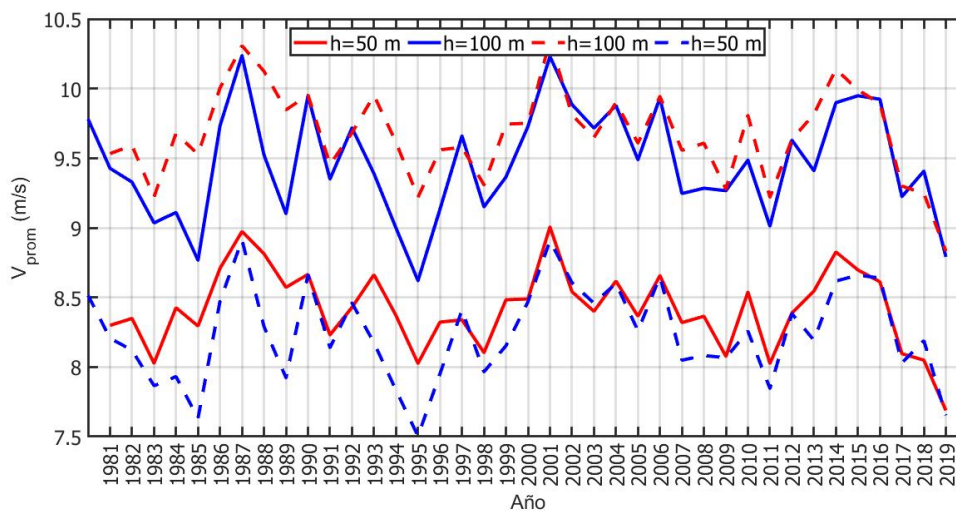


Figura 39. Comparación de datos MERRA-2 y ERA5 en la zona 1.

La figura anterior sustenta los resultados estadísticos presentados anteriormente ya que se observa que los datos entre MERRA-2 y ERA5 se encuentran cercanos entre sí con un rango de variación pequeño para casi todos los años exceptuando el año 1985 y

1995 donde el rango de dispersión es cercano a 1 m/s. Con este análisis podemos afirmar que en esta zona los datos obtenidos a través de MERRA-2 y ERA5 son cercanos entre si, lo que genera una mayor confiabilidad al utilizar cualquiera de estas dos bases de datos.

Otro punto a resaltar es que la zona 1 en estudio tiene un buen recurso eólico al contar con un promedio de velocidades del viento de 9.25 m/s, de acuerdo con la Tabla 13 el tipo de aerogeneradores que se deben instalar en esta zona son de clase I, lo que sustenta la factibilidad de crear un parque eólico off-shore en esta zona.

Tabla 13. Parámetros básicos para clases de aerogeneradores.

SWT class	I	II	III	IV
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6

Fuente: IEC 61400-2, 2017.

Caso II

Se realizó también una comparativa de dos zonas denominadas zona 1 y zona 2 utilizando datos de ERA5 una vez que determinamos que existe confiabilidad para utilizar esta base de datos ya que tiene resultados similares a MERRA-2 pero con la ventaja de contar con mayor disponibilidad de zonas donde se realiza el registro de las velocidades del viento, el resultado de este análisis se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Tabla comparativa entre datos de MERRA-2 y Era5.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS						
ERA5 h=100 m	VARIANZA	DESVIACIÓN ESTANDAR	MEDIA	MEDIANA	MODA	MAX. VALOR
ZONA 1	33.88 m ² /s ²	5.82 m/s	9.46 m/s	8.69 m/s	3.25 m/s	29.82 m/s
ZONA 2	21.50 m ² /s ²	4.63 m/s	7.26 m/s	6.26 m/s	3.68 m/s	23.99 m/s

La zona 1 presentó una velocidad promedio de 9.46 m/s mientras que en la zona 2 fue de 7.26 m/s de acuerdo a la Tabla 12 el tipo de aerogeneradores que se deben instalar en esta zona corresponde a la clase III, por lo que al realizar la comparativa entre ambas zonas podemos afirmar que la zona 1 tiene un mayor recurso eólico.

2.11 Selección del emplazamiento

Una de las ventajas que presentan los parques eólicos off-shore es la disponibilidad que muchas veces existe en cuanto al área donde se va ubicar el emplazamiento, para poder elegir la zona correcta se deben contemplar factores como un buen recurso eólico y la distancia del parque off-shore con respecto a la costa, los proyectos más ambiciosos de parques eólicos se ubican a distancias lejanas respecto a la costa debido al mayor recurso eólico que en estas zonas se presenta, situación que se confirmó con el análisis presentado anteriormente donde la zona 1 presenta un mayor recurso eólico pero a su vez se encuentra más alejado a la costa en comparación con la zona 2.

El lugar del emplazamiento será en la zona 1 el cual se encuentra a una distancia aproximada de 25 km respecto a la costa, a pesar de su lejanía se decidió ubicar el emplazamiento en esta zona debido a que presenta mayores velocidades del viento, y se podrá generar una mayor potencia, los aerogeneradores que se instalarán en esta zona serán de clase I. En la Figura 40 se muestra el área que ocupará la instalación de los aerogeneradores que conformarán el parque off-shore propuesto en el presente trabajo de investigación. Se instalarán un total de 20 aerogeneradores en dos líneas rectas con la finalidad de evitar mayores pérdidas por el efecto estela.



Figura 40. Ubicación del emplazamiento.

3 Selección y distribución de aerogeneradores

3.1 Selección del aerogenerador datos ERA5

Para realizar una correcta selección del aerogenerador se utilizó el software Windographer® donde se evaluaron todas las turbinas off-shore disponibles, los resultados se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Evaluación de turbinas a 100 m.

Turbine	Valid	Hub Height	Percentage Of Time At		Simple Mean			Mean of Monthly Means		
	Time Steps	Wind Speed (m/s)	Zero Power	Rated Power	Net Power (kW)	Net AEP (kWh/yr)	NCF (%)	Net Power (kW)	Net AEP (kWh/yr)	NCF (%)
Gamesa G128-5.0 MW Offshore (100m)	376,944	7.27	10.46	1.27	1,535.2	13,448,359	30.70	1,535.4	13,450,121	30.71
REpower 5M offshore (100m)	376,944	7.27	21.28	11.28	1,552.9	13,603,638	30.60	1,552.9	13,603,695	30.60
Gamesa G132-5 MW Offshore (100m)	376,944	7.27	10.80	3.91	1,571.0	13,761,858	31.42	1,571.1	13,763,100	31.42
REpower 6.2M126 Offshore (100m)	376,944	7.27	21.36	7.91	1,700.2	14,893,372	27.64	1,700.6	14,897,549	27.65
REpower 6.2M152 Offshore (100m)	376,944	7.27	21.34	18.09	2,016.4	17,663,954	32.79	2,017.5	17,673,004	32.80
REpower 6M Offshore (100m)	376,944	7.27	31.83	6.04	1,622.0	14,208,330	26.37	1,622.2	14,210,425	26.38
Sinovel SL6000/128 Offshore (100m)	376,944	7.27	21.48	11.20	1,646.4	14,422,249	27.44	1,645.6	14,415,126	27.43
Vestas V112 - 3.0 MW Offshore (100m)	376,944	7.27	21.17	9.52	1,032.2	9,042,067	34.41	1,031.5	9,035,963	34.38

Derivado de este análisis se tiene como resultado lo siguiente:

La turbina REpower 6.2 M152 tendrá una producción anual de 17,673 MWh/año siendo la turbina con mayor producción anual en comparativa con las otras turbinas en estudio, también es la turbina que trabajará más tiempo en su potencia nominal.

La turbina REpower 6.2M126 es la segunda con mayor producción 14,897 MWh/año.

La Figura 41 presenta la comparativas de las curvas de potencia obtenidas del análisis de 8 aerogeneradores diseñados para parques off-shore.

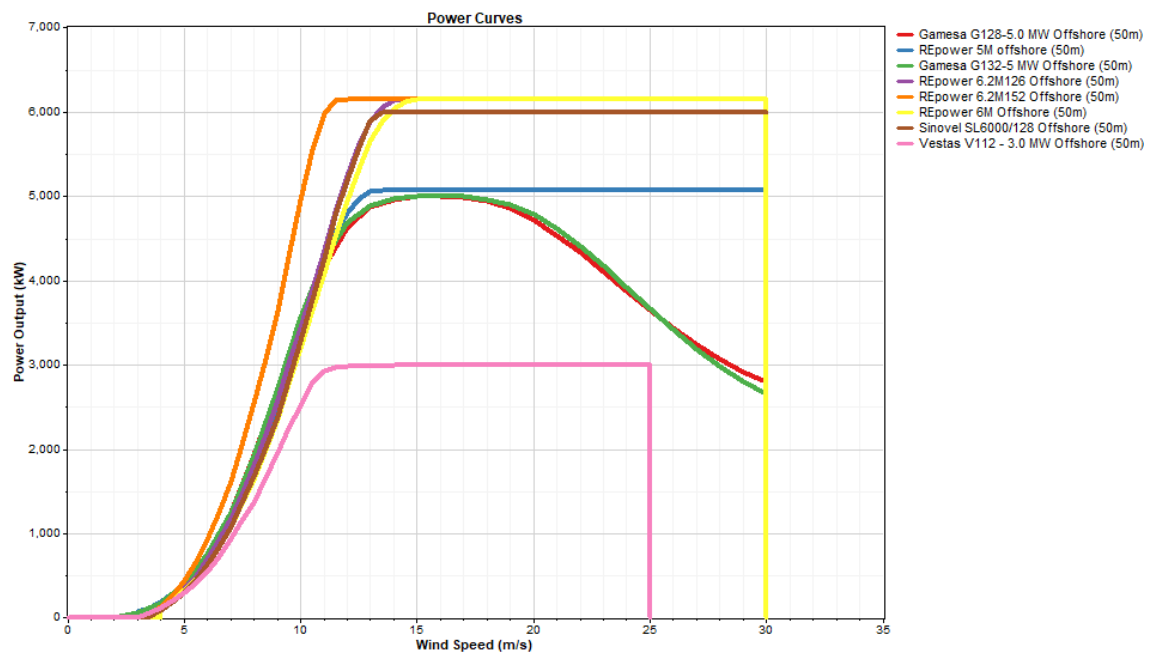


Figura 41. Curvas de potencia ERA5.

3.2 Selección del aerogenerador datos MERRA-2

La Tabla 16 presenta un resumen de los resultados obtenidos de la evaluación de 8 turbinas para parques eólicos off-shore.

Tabla 16. Evaluación de turbinas a 100 m.

Turbine	Valid	Hub Height	Percentage Of Time At		Simple Mean			Mean of Monthly Means		
	Time	Wind Speed	Zero	Rated	Net Power	Net AEP	NCF	Net Power	Net AEP	NCF
	Steps	(m/s)	Power	Power	(kW)	(kWh/yr)	(%)	(kW)	(kWh/yr)	(%)
Gamesa G128-5.0 MW Offshore (100m)	368,928	9.26	5.32	1.59	2,110.3	18,486,052	42.21	2,108.7	18,472,080	42.17
REpower 5M offshore (100m)	368,928	9.26	11.33	21.13	2,152.0	18,851,510	42.40	2,151.0	18,842,876	42.38
Gamesa G132-5 MW Offshore (100m)	368,928	9.26	5.52	6.53	2,151.1	18,843,992	43.02	2,149.6	18,830,286	42.99
REpower 6.2M126 Offshore (100m)	368,928	9.26	11.38	16.52	2,409.7	21,108,646	39.18	2,408.3	21,096,544	39.16
REpower 6.2M152 Offshore (100m)	368,928	9.26	11.37	29.59	2,771.6	24,278,930	45.07	2,771.1	24,274,834	45.06
REpower 6M Offshore (100m)	368,928	9.26	18.21	13.63	2,320.5	20,327,160	37.73	2,318.7	20,311,650	37.70
Sinovel SL6000/128 Offshore (100m)	368,928	9.26	11.47	21.01	2,341.0	20,507,262	39.02	2,336.7	20,469,462	38.94
Vestas V112 - 3.0 MW Offshore (100m)	368,928	9.26	11.41	18.64	1,399.1	12,255,923	46.64	1,396.6	12,234,196	46.55

Derivado de este análisis se tiene como resultado lo siguiente:

La turbina REpower 6.2 M152 tendrá una producción anual de 21,901 MWh/año siendo la turbina con mayor producción anual en comparativa con las otras turbinas en estudio, también es la turbina que trabajará más tiempo en su potencia nominal.

La turbina REpower 6.2M126 es la segunda con mayor producción 18,587 MWh/año.

La Figura 42 presenta la comparativas de las curvas de potencia obtenidas del análisis de 8 aerogeneradores diseñados para parques off-shore.

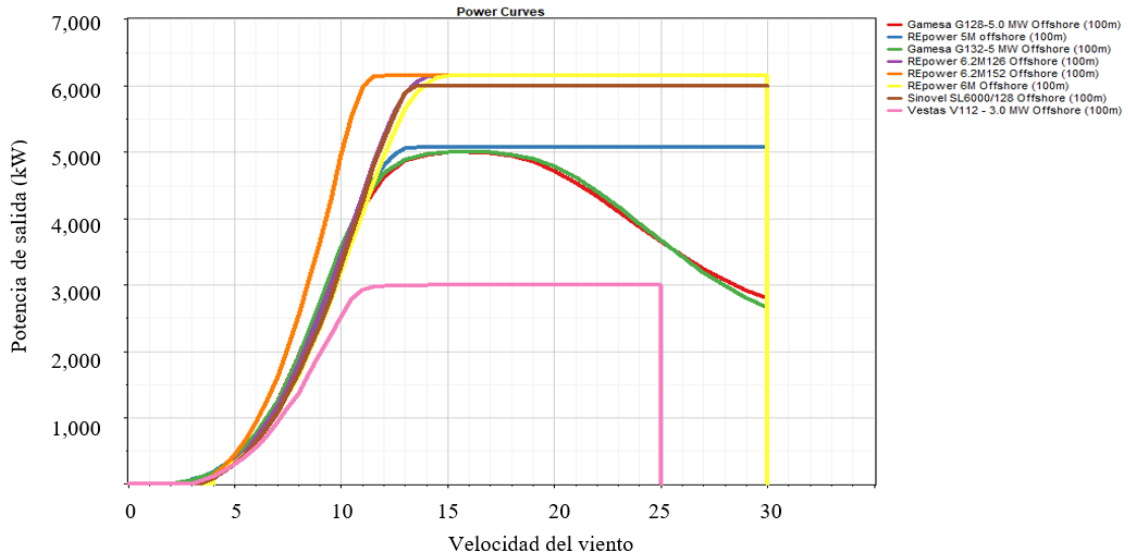


Figura 42. Curva de potencia MERRA-2.

3.3 Especificaciones de aerogeneradores

En la Tabla 17 se presenta las especificaciones del aerogenerador REpower 6.2M152 off-shore que ocupó el primer lugar de las ocho turbinas estudiadas anteriormente.

Tabla 17. Especificaciones de turbina REpower 6.2M152.

Gamesa off-shore 6.2M152	
Datos operativos	
Potencia nominal	6,150 KW
Velocidad de arranque del viento	3.5 m/s
Velocidad nominal del viento	11.5 m/s
Velocidad de corte del viento	30 m/s
Densidad de potencia	338.9 W/m ²
Rotor	
Diámetro	152 m
Área de barrido	18,146 m ²
Palas	
Número de palas	3
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Voltaje	20 000 V
Altura del buje	95/100 m
Frecuencia	50 Hz

La Figura 43 presenta la curva de potencia de la turbina Repower6.2M152.

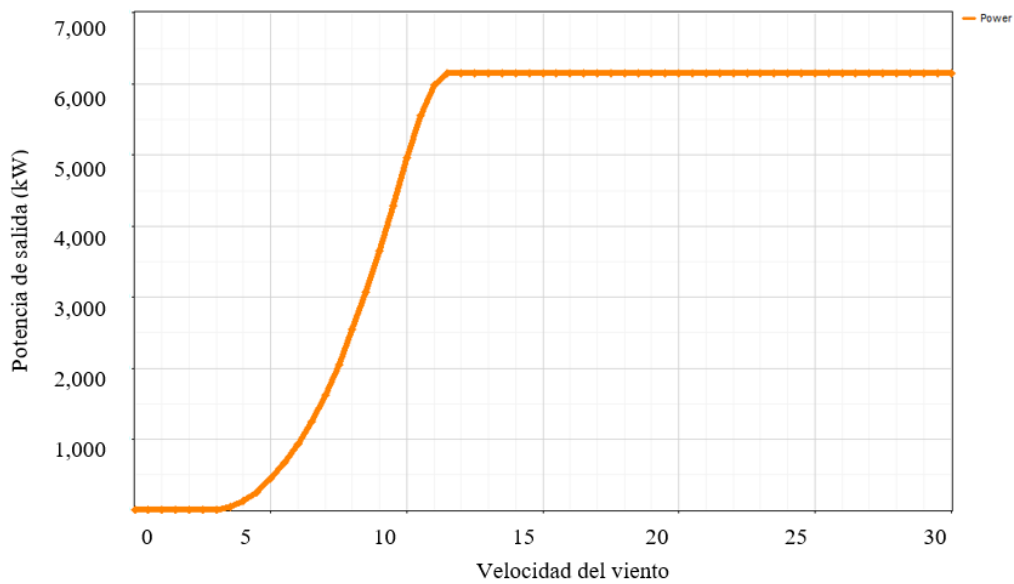


Figura 43. Curva de potencia Repower6.2M152.

En la Tabla 18 se presenta las especificaciones del aerogenerador REpower 6.2M126 off-shore que ocupó el segundo lugar de las ocho turbinas estudiadas anteriormente. La

Tabla 18. Especificaciones de turbina REpower 6.2M126.

Gamesa off-shore 6.2M126	
Datos operativos	
Potencia nominal	6,150 KW
Velocidad de arranque del viento	3.5 m/s
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Velocidad de corte del viento	30 m/s
Densidad de potencia	493.2 W/m ²
Rotor	
Diámetro	126 m
Área de barrido	12,468 m ²
Clase	IB
Palas	
Número de palas	3
Longitud	61.5 m
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Potencia nominal	33 000 V
Frecuencia	50 Hz

Figura 44 presenta la curva de potencia de la turbina Repower6.2M126.

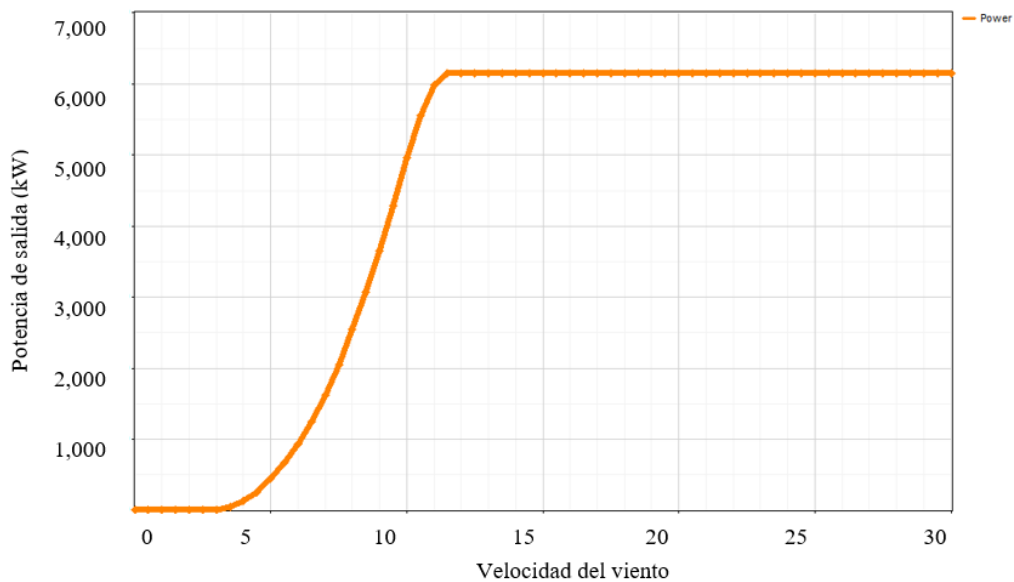


Figura 44. Curva de potencia Repower6.2M126.

En la Tabla 19 se presenta las especificaciones del aerogenerador Gamesa off-shore G128-5 MW que ocupó el séptimo lugar de las ocho turbinas estudiadas anteriormente. La Figura 45 presenta la curva de potencia de la turbina Gamesa G128-5 MW, donde se

Tabla 19. Especificaciones de turbina GAMESA 5MW.

Gamesa off-shore G128-5 MW	
Datos operativos	
Potencia nominal	5000 KW
Velocidad de arranque del viento	2 m/s
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Velocidad de corte del viento	27 m/s
Peso	270 toneladas
Rotor	
Diámetro	126 m
Área de barrido	12,468 m ²
Clase	IB
Palas	
Número de palas	3
Longitud	62.5 m
Generador	
Tipo	Síncrono de imanes permanentes
Potencia nominal	5 MW
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/ 60 Hz

observa cómo se ve afectada la generación de potencia debido a la densidad del aire.

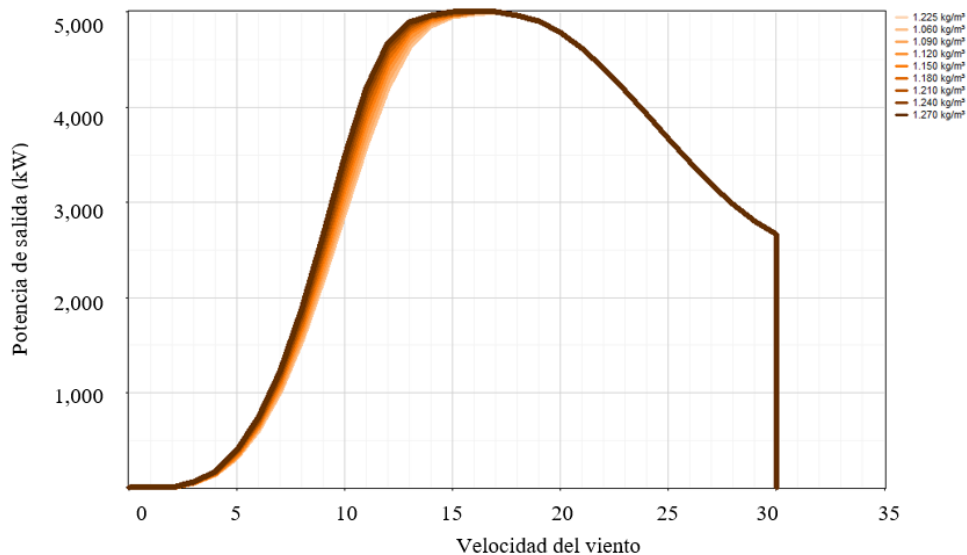


Figura 45. Curva de potencia Repower6.2M126.

En la Tabla 20 se presenta las especificaciones del aerogenerador Seatitan 10 MW el cual no se encuentra disponible en Windographer® para su respectivo análisis pero al existir la tendencia de la utilización de estas turbinas con mayor capacidad en parques eólicos off-shore se realizará su respectivo estudio. La Figura 46 presenta la curva de

Tabla 20. Especificaciones de turbina Seatitan 10MW.

Aerogenerador Seatitan 10 MW	
Datos operativos	
Potencia nominal	10,000 KW
Velocidad de arranque del viento	4 m/s
Velocidad nominal del viento	11.5 m/s
Velocidad de corte del viento	30 m/s
Rotor	
Diámetro	190 m
Área de barrido	28,352.94 m ²
Palas	
Número de palas	3
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Potencia nominal	10 000 kVA
Velocidad nominal	10 rpm
Altura del eje	125 m
Potencia nominal del generador	0.95 inductivo a 0.95 capacitivo a 690 V fase a fase
Número de polos	Multi-polos (720)
Frecuencia	50 Hz/ 60 Hz

potencia de la turbina Seatitan 10 MW.

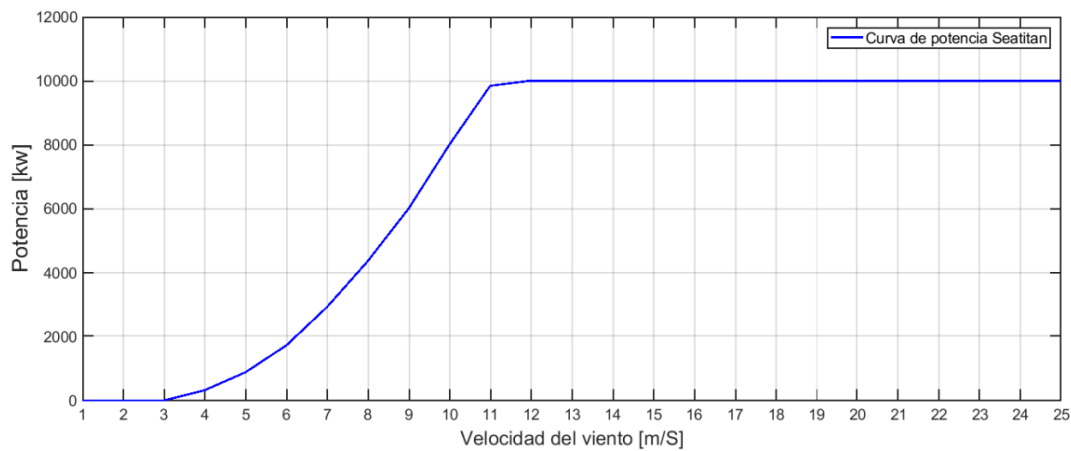


Figura 46. Curva de potencia Seatitan 10MW.

Derivado del análisis anterior el aerogenerador elegido para un primer análisis es el Repower 6.2M126. Los criterios de selección fueron los siguientes:

- El aerogenerador Repower 6.2M126 ocupó el segundo lugar en el análisis presentado anteriormente con una producción anual de 21.096 GWh. El aerogenerador que ocupó el primer lugar fue descartado debido a que maneja un voltaje de 20 KV, lo que complica su utilización.
- El aerogenerador Repower 6.2M126 trabaja con un voltaje de 33 KV.
- El país fabricante es Alemania lo cual reduce la distancia de transporte a diferencia de otros países fabricantes como China.

Para un segundo análisis se utilizará el aerogenerador Seatitan de 10 MW con la finalidad de realizar una comparación entre la generación de energía de ambas turbinas, y determinar con base en el análisis financiero cual de las dos turbinas es la idónea para conformar el parque eólico off-shore propuesto.

3.4 Cimentación

Una cimentación off-shore es una estructura que ha sido diseñada para resistir la carga del viento, de las olas y de las corrientes, así como su propio peso y permanecer estable. Las cimentaciones son un componente muy importante a la hora de diseñar cualquier instalación off-shore y son particularmente determinantes dependiendo de la profundidad marina [1].

3.4.1 Cimentación marina superficial o fija

Las tecnologías de cimentación marina superficial se realizan en profundidades menores a los 50 metros, en muchos casos corresponden a estructuras fijas, siendo las principales categorías: estructuras directas o fijas, estructuras de gravedad, estructuras en celosía, estructuras flexibles, mono pilotes, tripilotes, etc [2].

El coste de las estructuras fijas aumenta muy importantemente junto con la dificultad de instalación a medida que aumenta la profundidad.



Figura 47. Tecnologías de cimiento superficial.

[4]

Entre las cimentaciones fijas, se incluyen: mono pilotes, estructuras de gravedad, estructuras en celosía o jacket, trípodes y tripilotes.

Las cimentaciones mono pilote han sido las elegidas para la mayoría de los parques eólicos off-shore instalados hasta el momento (ver Figura 48).

Las cimentaciones mono pilote están basadas en las experiencias de diseño de la industria del gas y del petróleo, las cuales han sido adaptadas a la industria de los parques eólicos marinos. Debido a su menor coste, su simplicidad y sus características adecuadas para la instalación en aguas poco profundas (10-30 metros) con carga de oleaje moderada, ha sido el tipo de cimentación más ampliamente utilizado, principalmente en los proyectos en el arenoso fondo del Mar del Norte. La cimentación mono pilote es muy similar a la utilizada en los aerogeneradores on-shore.

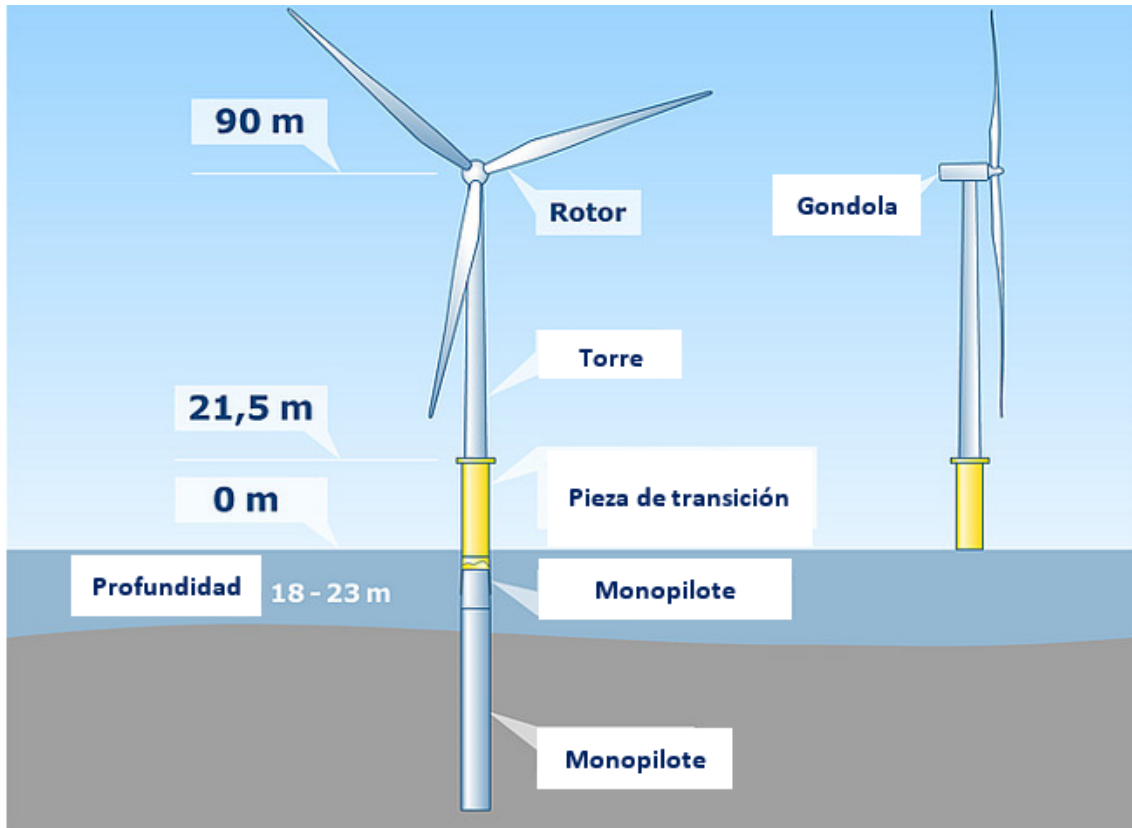


Figura 48. Cimentación fija tipo mono pilote.

Las cimentaciones mono pilote consisten en un tubo cilíndrico de acero introducido profundamente en el fondo (normalmente unos 30 metros) mediante hincas de pilotes o perforación. El pilote soporta el peso de la torre y del aerogenerador, principalmente mediante la fricción de las paredes del pilote y el fondo marino.

Las cargas verticales son fácilmente transferidas al suelo mediante fricción y resistencia en punta. Las cargas laterales, en comparación mucho mayores, son transferidas a la cimentación mediante flexión para ser después lateralmente transferidas al fondo. Para proveer la rigidez necesaria el diámetro del pilote deberá ser suficientemente grande, incrementando este con el tamaño de la turbina. Esto atrae cargas hidrodinámicas relativamente altas. En función de las tensiones de carga, el diámetro de la cimentación y la profundidad a la que esta es introducida pueden ser ajustados. La cimentación monopilote, normalmente pesa cerca de 500 toneladas, siendo una de las más ligeras.

Los mono pilotes típicamente instalados llegan entre unos 5 o 10 metros por encima de la superficie del mar. Para realizar la conexión entre el mono pilote y la torre del

aerogenerador, se instala un elemento de transición sobre o dentro del mono pilote. El elemento de transición permite también la realización de ajustes para poder contar con una mayor tolerancia vertical del mono pilote instalado, constituye un apoyo para la estructura de acero secundaria, facilita el atraque de barcos, el trabajo y el acceso a plataformas intermedias. Normalmente, el elemento de transición tiene un mayor diámetro, se sitúa sobre el mono pilote, se ajusta a él externamente y se asegura mediante la inserción de lechada (grouting) en el espacio entre el elemento de transición y el pilote. Alternativamente, la torre del aerogenerador puede ser atornillada directamente al borde superior del mono pilote. Las cimentaciones mono pilote, son fáciles de producir y de instalar. Sin embargo, durante la instalación, se requiere un equipo de gran capacidad de elevación. Desde la llegada al sitio, la completa instalación de una cimentación puede tardar menos de 24 horas.

Las cimentaciones mediante estructuras de gravedad (gravity-base structures (GBS)) también han sido empleadas en varios proyectos. Con el aumento de tamaño de las turbinas eólicas, su localización ideal se sitúa en aguas más profundas, donde las estructuras en celosía o tipo jacket parecen ser las más atractivas.

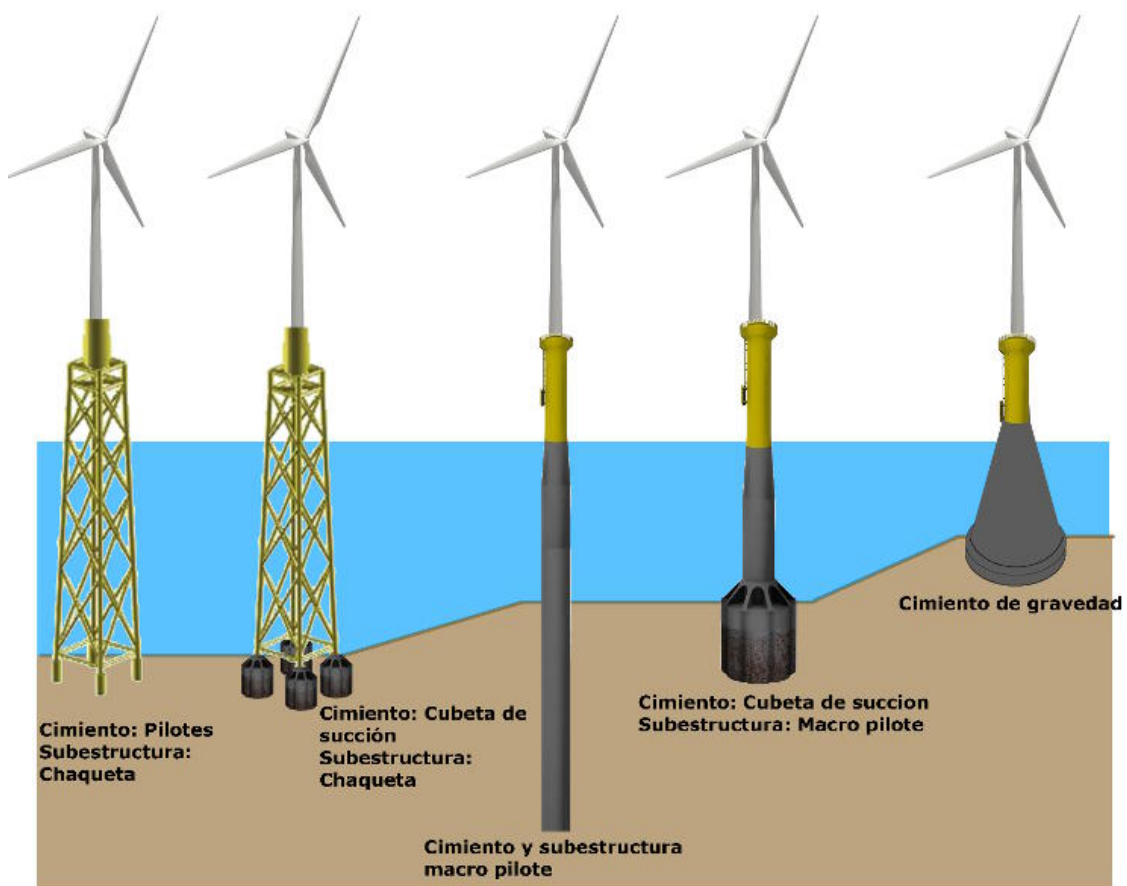


Figura 49. Tipos de cimentación fija.

3.4.2 Cimentación profunda

Las tecnologías de cimentación profunda están basadas en estructuras flotantes, para profundidades mayores a los 50 metros [1].



Figura 50. Tecnologías de cimentación profunda.
[4]

Tripilote

Las cimentaciones tri-pilote son una reciente adaptación de la tradicional cimentación mono pilote. En vez de un solo pilote, tres pilotes son introducidos en el fondo marino estando estos conectados un poco por encima del nivel del mar a un elemento de transición usando juntas cementadas. Este elemento de transición va conectado a la base de la torre del aerogenerador teniendo que soportar enormes fuerzas. Por lo tanto, esta fase requiere de una buena soldadura que evite la fatiga, incrementando el coste de la cimentación. El elemento de transición puede llegar a pesar sobre 490 toneladas y requiere un proceso de soldado mucho más largo y complejo que el de los mono pilotes. Cada pilote, dependiendo de las condiciones de profundidad y del fondo marino, puede llegar a medir más de 90 metros y pesar más de 400 toneladas. El incremento de fuerza y la mayor superficie de apoyo que supone la instalación de tres pilotes, permite la instalación de aerogeneradores en aguas de más de 50 metros de profundidad. El diseño tri-pilote es fácilmente adaptable a una gran variedad de condiciones, al poder ser diseñado cada pilote o los tres en conjunto de acuerdo con las características específicas del emplazamiento en concreto, mientras que el elemento de transición puede ser considerado un elemento estándar. Debido a la separación de sus apoyos, el transporte de este tipo de cimentaciones resulta más

complicado. Otro desafío durante su instalación es el correcto posicionamiento de sus tres apoyos. Una vez el posicionamiento ha sido realizado, los pilotes son introducidos uno a uno, con la ayuda de un martillo hidráulico en el fondo marino, siendo este proceso extremadamente ruidoso, por lo tanto debido a los peligros que esto entraña para la salud del ecosistema marino, se han de diseñar nuevas técnicas de instalación para mitigar estos ruidos.

Plataforma WindFloat, Principle Power (Semi-sub)

El prototipo de la empresa Principle Power, ha estado flotando frente a la costa de Portugal en los últimos 5 años, en los que ha producido cerca de 18,000 MWh a través de una turbina Vestas V80 de 2 MW. En este periodo de tiempo la plataforma semi-sumergible ha sobrevivido a las embestidas de varios temporales que dejaron olas de entre 17 y 18 metros de altura y vientos de más de 41 metros/segundo. Una de las ventajas de la plataforma WindFloat es su capacidad de ser trasladado de manera relativamente sencilla con los remolcadores disponibles prácticamente en cualquier puerto y la posibilidad de ubicar el aerogenerador en aguas relativamente someras en caso de necesidad de realizar grandes tareas correctivas no previstas. Siendo esta una de las principales diferencias con respecto a la anterior plataforma, Hywind. El diseño difiere enormemente en que no penetra tan profundamente en la columna de agua, aportando la misma estabilidad, habiendo nacido el diseño de la misma igualmente en la industria del gas y del petróleo. El desmantelamiento del aerogenerador, relativamente sencillo, consistió en inicialmente desconectar el cable de conexión eléctrica y posteriormente sus amarres.

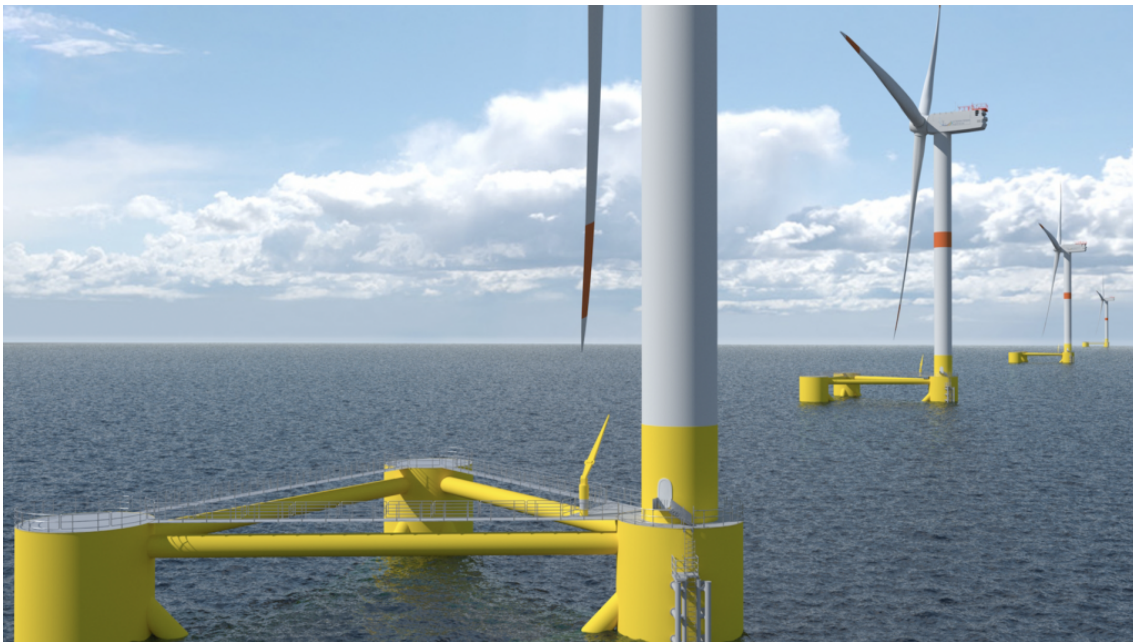


Figura 51. WindFloat.

3.4.3 Selección de la cimentación

La selección de la cimentación tiene una importancia casi tan importante como la del aerogenerador. Tal y como se describió anteriormente, existen dos tipos de soluciones para el amarre de los aerogeneradores: fijos y flotantes. Se debe hacer una correcta elección entre estas dos opciones de acuerdo a las necesidades del proyecto.

Debido a que se eligió un área ubicada a 25 km respecto a la costa, y que en esta zona existe profundidades que rondan los 80 metros se opta por el empleo de la anteriormente señalada marca comercial WindFloat, de Principle Power.

La plataforma constituida por tres columnas situadas en planta de forma triangular, permite la instalación de turbinas de entre 5 y 10 MW de potencia nominal. Esto lleva a equipos con diámetros del rotor de entre 90 y 120 metros situando el eje a una altura de entre 80 y 110 metros. En cuanto a pesos, la estructura posibilita la instalación de una torre de entre 180 y 315 toneladas y una turbina cuya góndola se encuentre entre las 225 y 315 toneladas. Por otra parte, la distancia sumergida de la plataforma oscila entre los 10 y 20 metros, posibilitando la instalación de la misma a profundidades operativas de a partir de 40 metros y anclada al fondo marino mediante 3-4 amarres.

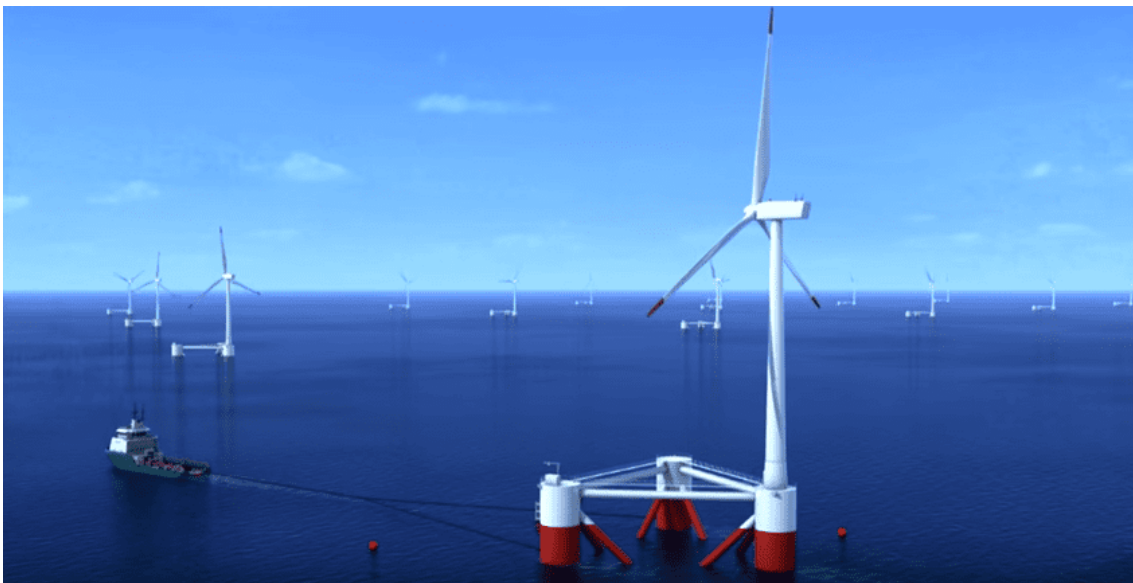


Figura 52. WindFloat.

3.5 Análisis de datos en WAsP10[®]

Como se mencionó anteriormente la zona 1 fue la elegida para ubicar el emplazamiento y debido a esto se utilizó únicamente los datos MERRA-2 disponibles en esta zona para analizarlos en el software WAsP10[®].

Para llevar a cabo el análisis en WAsP10[®] se obtuvo el mapa de la orografía del municipio de Salina Cruz presentado en la Figura 53 con el objetivo de relacionarlo con la rugosidad del sitio, a través de google Earth y con base en ello estimar la potencia obtenida para cualquier coordenada del lugar en estudio. Esto es directamente aplicable para parques eólicos on-shore donde el relieve del terreno es variante, pero en parques eólicos off-shore esto no es aplicable debido a que la orografía describe formas del relieve terrestre y la rugosidad en el mar es cero.

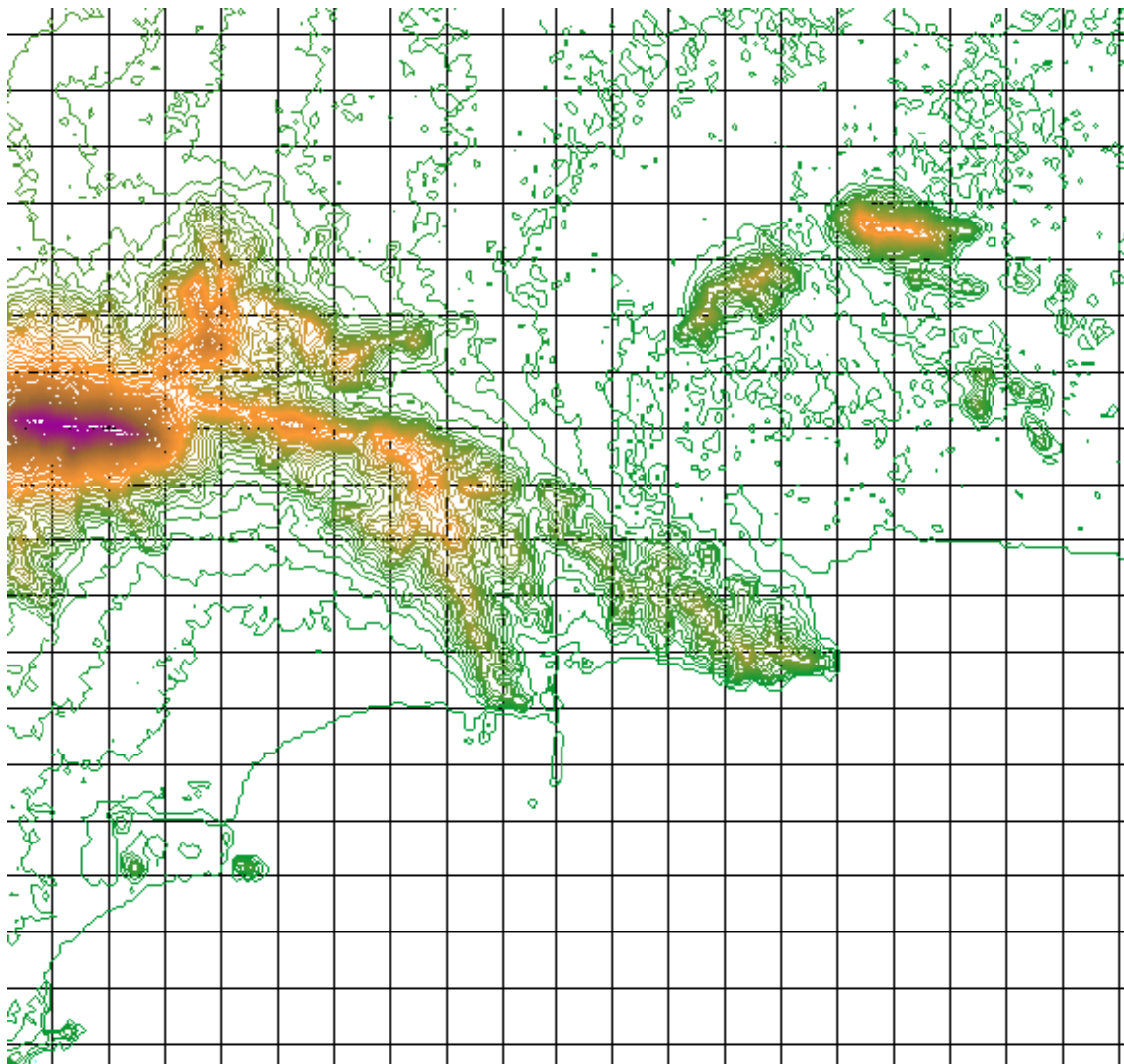


Figura 53. Mapa de la orografía en Salina Cruz .

En la Figura 54 el software WAsP10[®] acota el área en estudio enfocando solo el área terrestre, debido a este se simuló una rugosidad despreciable en la zona marina, con lo que se logró tener el vector mapa completo como se muestra en la Figura 45, donde se delimitó en un cuadro rojo el área propuesta para el emplazamiento del parque eólico off-shore.

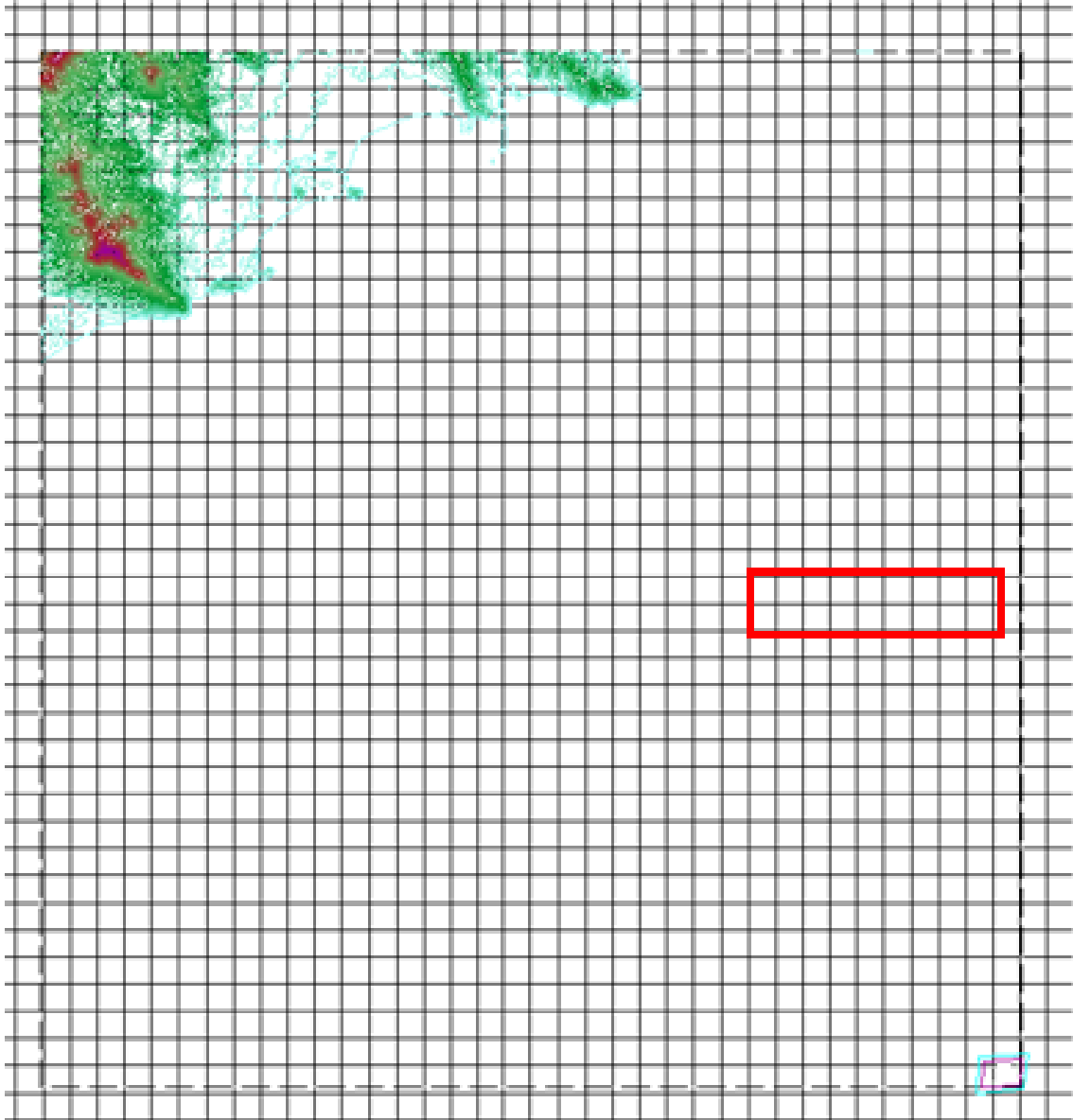


Figura 54. Mapa de la ubicación del parque off-shore.

El área propuesta esta estimada para emplazar 20 aerogeneradores, y esta zona se encuentra ubicada a 25 km respecto a la costa de Salina Cruz. Con el vector mapa y el archivo OWC generado con la base de datos MERRA-2 a 50 metros se procede a realizar el análisis del recurso eólico en WAsP 10[®].

3.6 Estimación de la potencia en WAsP10[®]

Para poder estimar la potencia en WAsP10[®] se utilizó la base de datos de las velocidades del viento de MERRA-2 contemplando la rugosidad y orografía de la zona en estudio.

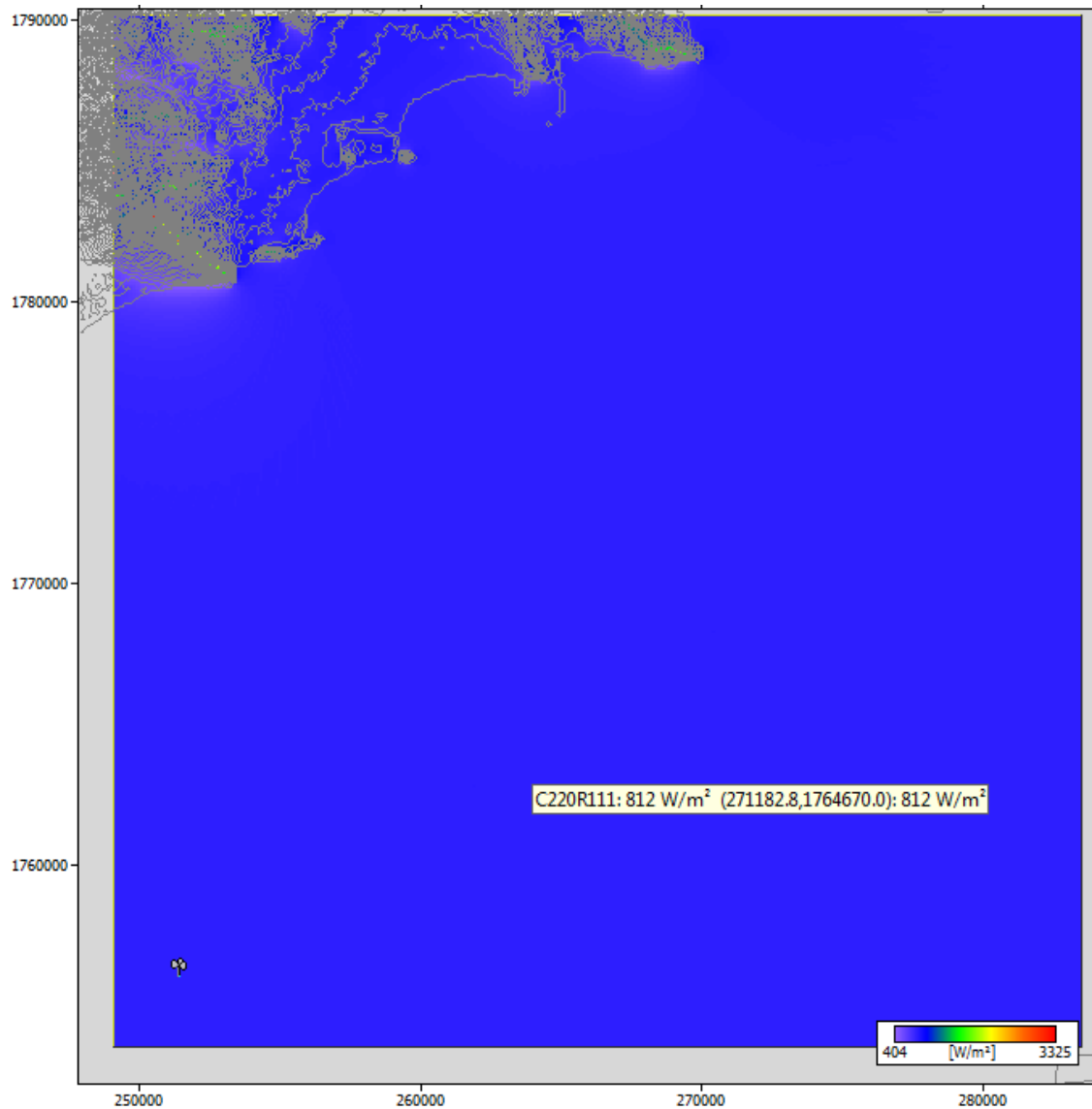


Figura 55. Análisis de datos MERRA-2 en WAsP10.

Como podemos observar en la Figura 55 en la zona en estudio se puede extraer una potencia de 812 W/m^2 la cual no se ve afectada por la rugosidad y orografía por lo que se considera constante en el área de interés.

3.7 Colocación de los aerogeneradores

En la Figura 56 se puede apreciar la colocación de los aerogeneradores que conformarán el parque eólico off-shore. Esta simulación se realizó en WAsP10[®] donde se cargó la turbina Repower6.2M126 para un correcto análisis de la producción energética.

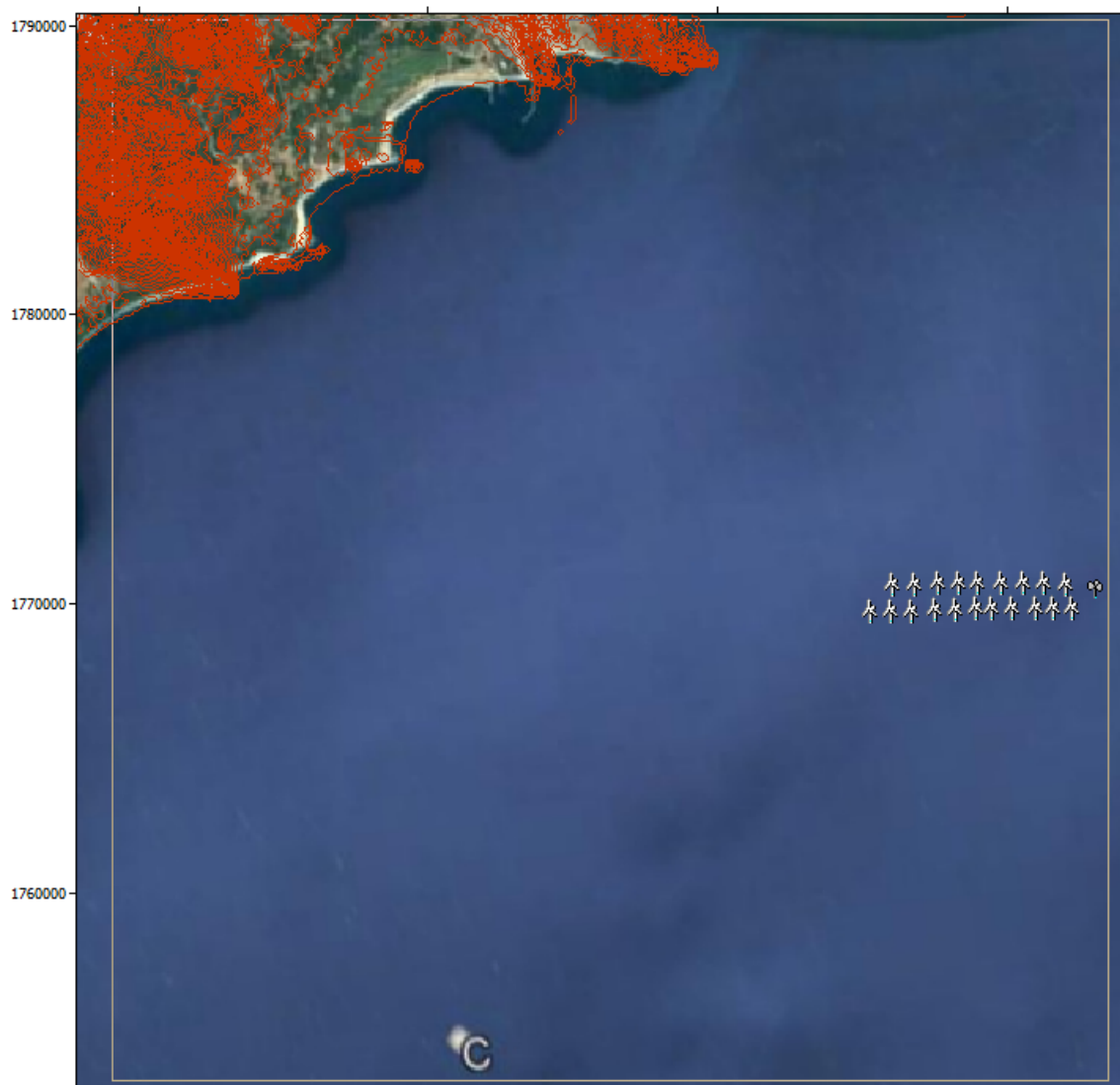


Figura 56. Colocación de los aerogeneradores.

3.7.1 Coordenadas de los aerogeneradores

La Figura 57 muestra la ubicación geográfica de cada uno de los 20 aerogeneradores que conforman el parque eólico off-shore.

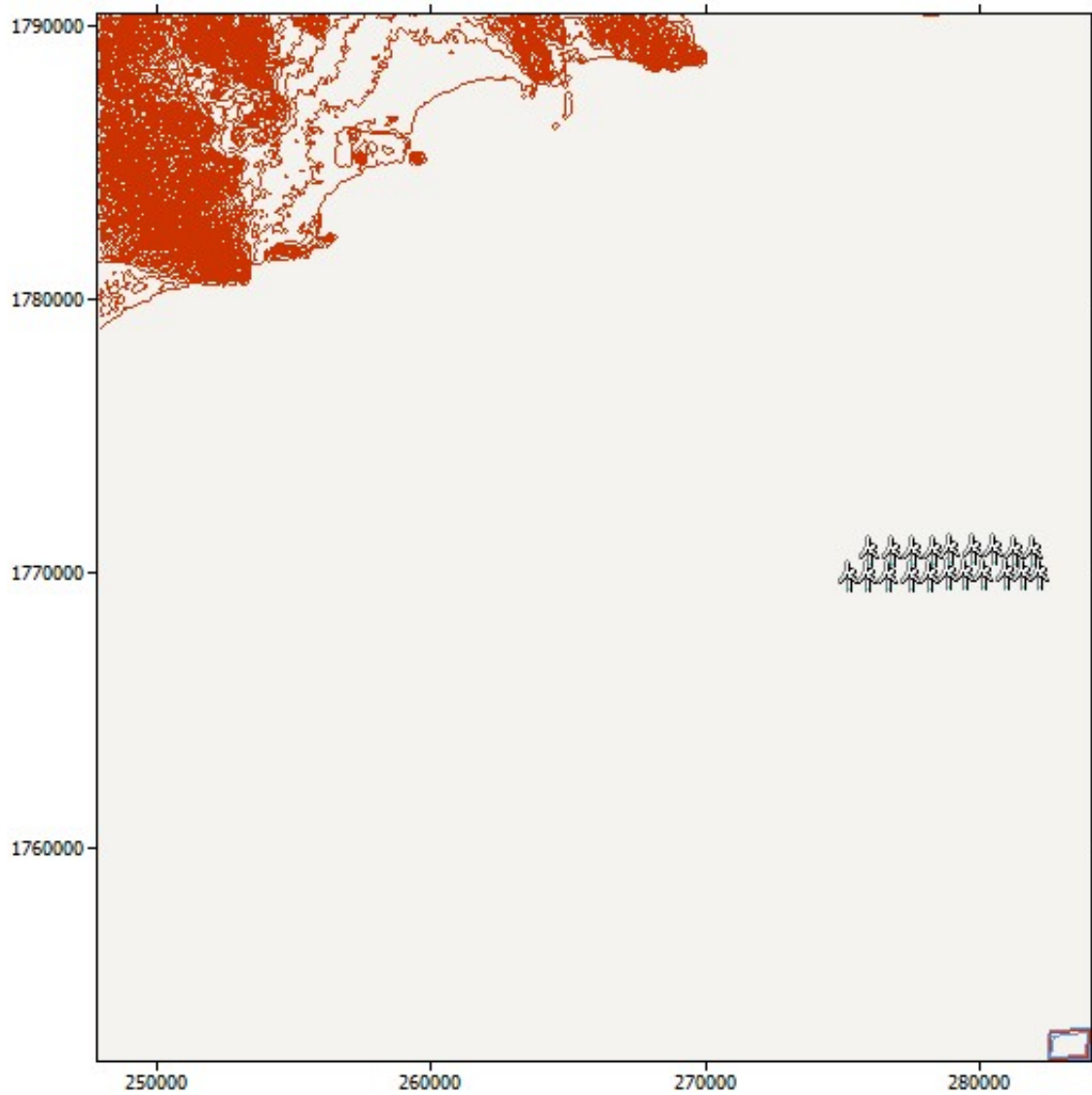


Figura 57. Colocación de los aerogeneradores.

La Tabla 21 presenta la producción anual de energía de todo el parque eólico después de las pérdidas.

Tabla 21. Potencia generada en el parque off-shore.

Parámetro	Total	Promedio	Mínimo	Máximo
Net AEP [GWh]	477.596	23.880	23.897	23.880
Bruta AEP [GWh]	469.906	23.495	23.494	23.495
Pérdidas efecto estela [%]	1.61	-	-	-

En la Tabla 22 se presenta la energía anual producida para cada aerogenerador destacando que en este análisis se utilizó la turbina Repower6.2M126.

Las pérdidas de activación hacen referencia principalmente a las pérdidas por el efecto estela, la distancia entre aerogeneradores fue horizontalmente la equivalente a 5 veces el diámetro del rotor y verticalmente 10 veces el diámetro del mismo, con esto se logró no tener pérdidas de activación.

Tabla 22. Potencia generada por turbina.

Clave	Turbina	A [m/s]	E [W/m²]	AEP neto [GWh]	Pérdida de activación [%]
T1	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	1.48
T2	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	2.64
T3	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.47
T4	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.61
T5	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	1.05
T6	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	1.18
T7	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.98
T8	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	3.11
T9	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	3.21
T10	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	3.06
T11	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	3.16
T12	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	3.19
T13	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.89
T14	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	1.05
T15	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.22
T16	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	1.21
T17	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.97
T18	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.89
T19	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.62
T20	Repower6.2M126	10.2	853	23.88	0.65

4 Sistema eléctrico

En este apartado se realizó el diseño de la línea eléctrica para evacuar la energía producida por los aerogeneradores hacia la subestación eléctrica. Para poder realizar un correcto cálculo de la cantidad de cable a utilizar para transportar la energía producida.

4.1 Línea eléctrica para el aerogenerador Repower6.2M126

La Figura 58 detalla la distribución de los 20 aerogeneradores que conforman el parque off-shore propuesto en el presente trabajo, las distancias laterales entre aerogeneradores son de 630 m lo equivalente a 5 veces el diámetro del aerogenerador, mientras que la distancia vertical es de 1260 m lo equivalente a 10 veces el diámetro del mismo, la distancia del parque off-shore a tierra es de 25 km.

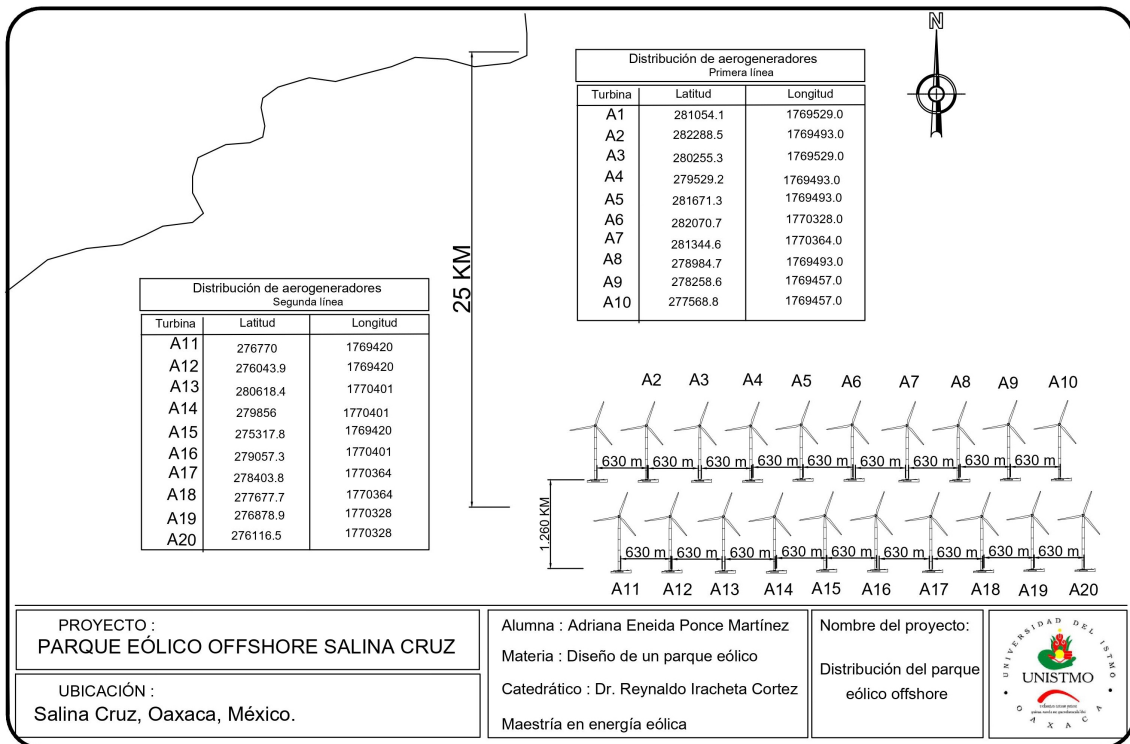


Figura 58. Distribución de aerogeneradores.

En la Figura 58 se describe también las coordenadas geográficas para cada uno de los 20 aerogeneradores, la distribución de los mismo se realizó en dos líneas paralelas, posicionadas en dirección norte para poder aprovechar al máximo la energía cinética del viento.

4.1.1 Cálculos eléctricos

La corriente nominal se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}V_{LL}Cos\phi} \quad (1)$$

donde :

I_n =Corriente nominal por circuito (A).

P_n =Potencia nominal del aerogenerador (kW).

V_{LL} =Voltaje de línea de media tensión (kV).

$Cos\phi$ =Factor de potencia del aerogenerador

Sustituyendo con los datos del aerogenerador Repower6.2M126 la corriente nominal es:

$$I_n = \frac{6,200kW}{\sqrt{3}(33KV)(0,95)} = 114,1811A$$

La intensidad nominal de trabajo para una potencia instalada de 124 MW es:

$$I_{np} = \frac{124000kW}{\sqrt{3}(33KV)(1)} = 2,169,4376A$$

La Tabla 23 y 24 presentan las principales características eléctricas y generalidades de los cables de media tensión a 36 kV. Estas Tablas nos permite conocer la capacidad de conducción de corriente por cada calibre en los tramos o secciones de cada circuito.

Tabla 23. Datos eléctricos cable - 3GSERAA 18/30(36) kV.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Sección transversal del conductor (mm ²)	Diámetro del conductor sobre el conductor (mm)	Espesor del aislamiento EPR (mm)	Sección transversal de la pantalla de cobre (mm ²)	Espesor del recubrimiento (mm)	Diámetro de armadura de acero galvanizado (mm)	Espesor de la fibra de recubrimiento (mm)	Diámetro exterior del cable. (mm)	Peso del cable (t/km)
50	8.2	8	3x6	2	3.15	3.5	79	9.2
70	9.9	8	3x6	2	4.0	3.5	84	11.5
95	11.5	8	3x8	2	4.0	3.5	88	12.8
120	13.0	8	3x8	2	4.0	3.5	91	14.0
150	14.5	8	3x8	2	4.0	3.5	94	15.4
185	16.1	8	3x10	2	5.0	4.0	101	18.7
240	18.6	8	3x10	2	5.0	4.0	106	21.1

Si se utiliza el cable submarino 3GSERAA 18/30(36) KV solo se podría tener 4 aerogeneradores como máximo en cada circuito. Para conocer el número máximo de aerogeneradores que podrá tener cada circuito se realizó el cálculo siguiente :

$$Tot_{AG} = \frac{467A}{114,1811} = 4,08 \text{ Aerogeneradores/circuito}$$

Debido a que se propone colocar 4 circuitos con 5 aerogeneradores en cada uno se presenta los datos del cable submarino marca Nexas el cual cuenta con la disponibilidad de cables con mayor área transversal. En la Tabla 23 se muestran las principales características de dicho cable.

Tabla 24. Datos eléctricos cable - 3GSERAA 18/30(36) kV.

1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Área de sección transversal		Resistencia del conductor DC 20 °c	Resistencia del conductor AC 90 °c	Resistencia del Protección 20 °c	Capacitancia	Inductancia	Índice de corriente	pérdidas	Corriente de cortocircuito después de carga completa a 90 °c de temperatura del conductor	
conductor mm ²	protección mm ²	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(uF/km)	(mH/km)	(A)	(W/m)	conductor (kA)	protección (kA)
50	3x6	0.387	0.49	1.05	0.17	0.43	196	59	7.1	3.3
70	3x6	0.268	0.34	1.05	0.18	0.41	241	62	10.0	3.3
95	3x8	0.193	0.25	0.73	0.2	0.39	287	65	13.6	4.3
120	3x8	0.153	0.20	0.73	0.22	0.37	325	67	17.1	4.3
150	3x8	0.124	0.16	0.73	0.23	0.36	364	69	21.4	4.3
185	3x10	0.0991	0.13	0.63	0.23	0.35	406	72	26.5	5.4
240	3x10	0.0754	0.098	0.63	0.28	0.33	467	75	34.3	5.4

Tabla 23. Datos electricos cable Nexans.

Área transversal nominal		Resistencia del conductor en corriente directa a 20°C	Resistencia del conductor en corriente alterna a 90°C	Capacitancia	Inductancia	Corriente nominal máxima	Pérdidas
Conductor [mm ²]	Malla [mm ²]	[Ohm/km]	[Ohm/km]	[μF/km]	[mH/km]	[A]	[W/m]
50	16	0.387	0.49	1.15	0.14	202	7.1
70	16	0.268	0.34	1.15	0.15	245	10
95	16	0.193	0.25	1.15	0.17	291	13.6
120	16	0.153	0.2	1.15	0.18	330	17.1
150	25	0.124	0.16	0.73	0.19	366	21.4
185	25	0.0991	0.13	0.73	0.21	411	26.5
240	25	0.0754	0.1	0.73	0.23	470	34.3
300	25	0.0601	0.079	0.73	0.25	564	43.3
400	35	0.047	0.063	0.53	0.28	627	57.8
500	35	0.0366	0.05	0.53	0.32	699	72.2
630	35	0.0283	0.041	0.53	0.34	777	91
800	35	0.0221	0.034	0.53	0.37	852	115.6

Para poder colocar 5 aerogeneradores por circuito se utilizó el cable submarino marca Nexas cuya área transversal es de 400 mm² y soporta una corriente máxima de 627 A lo equivalente a 5 aerogeneradores y se demuestra con el cálculo siguiente:

$$Tot_{AG} = \frac{627A}{114,1811} = 5,49 \text{ Aerogeneradores/circuito}$$

En la Figura 59 se muestra el plano del cableado eléctrico dentro del parque eólico, así como la especificaciones técnicas del mismo, también se detalla la distribución de los cuatro circuitos que conforman el parque eólico off-shore, cada circuito esta conformado por 5 aerogeneradores que se interconectado entre si y a la subestación eléctrica la cual se propone como primer punto de análisis estar ubicada en el mar.

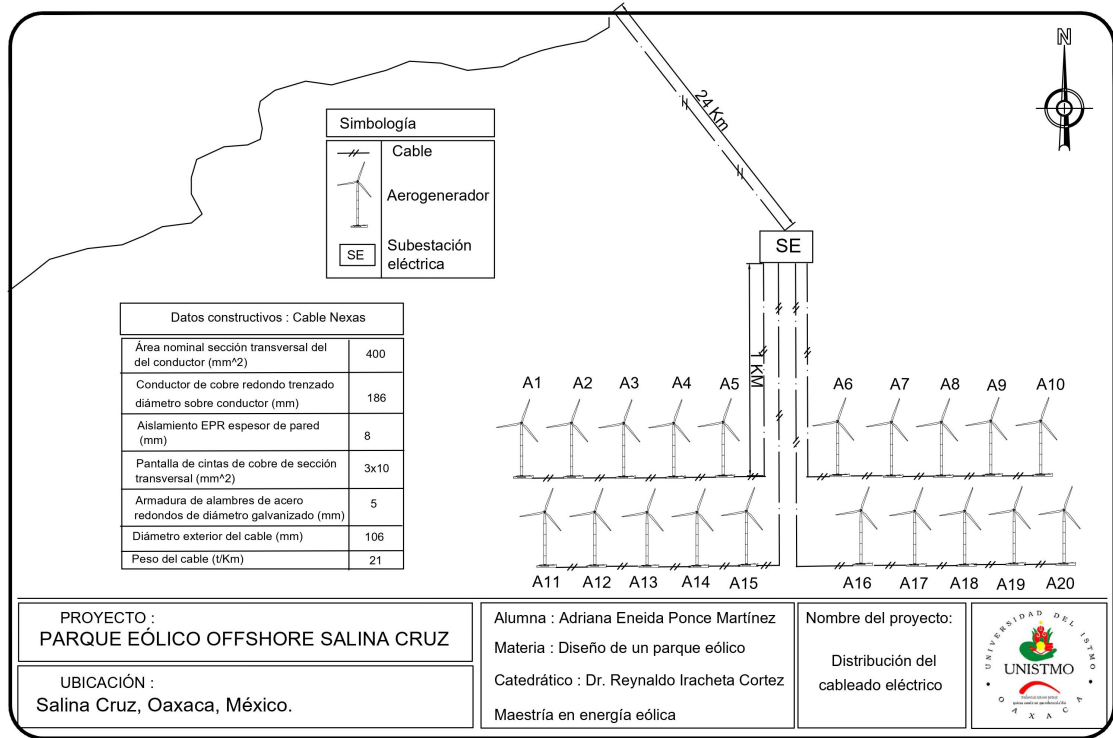


Figura 59. Diagrama del circuito eléctrico.

En la Tabla 25 se muestran el total de cable de MT a utilizar por circuito así como el cálculo total hasta la subestación eléctrica off-shore requiriendo un total de 16.6 Km de cable Nexas de $400 mm^2$. Para el transporte en AT se utilizará el cable submarino Nexas

Tabla 25. Distancia total del cableado MT.

Red cableado eléctrico	Distancias (km)
Red submarina circuito I	3.52
Red submarina circuito II	3.52
Red submarina circuito III	4.78
Red submarina circuito IV	4.78
Total	16.6

de $630 mm^2$ el cual transportará una corriente de 761.20 A, utilizando una cantidad de 29 km debido a que es la distancia que existe entre la subestación off-shore y la subestación en tierra.

4.1.2 Diagrama unifilar

El transporte se realizará en MT 33 KV de corriente alterna, con la intención de disminuir las pérdidas y la caída de tensión. Se hace uso de un celda de media tensión para permitir la interconexión de cada generador a la red, los equipos se agrupan en 4 circuitos como se muestra en la Figura 60.

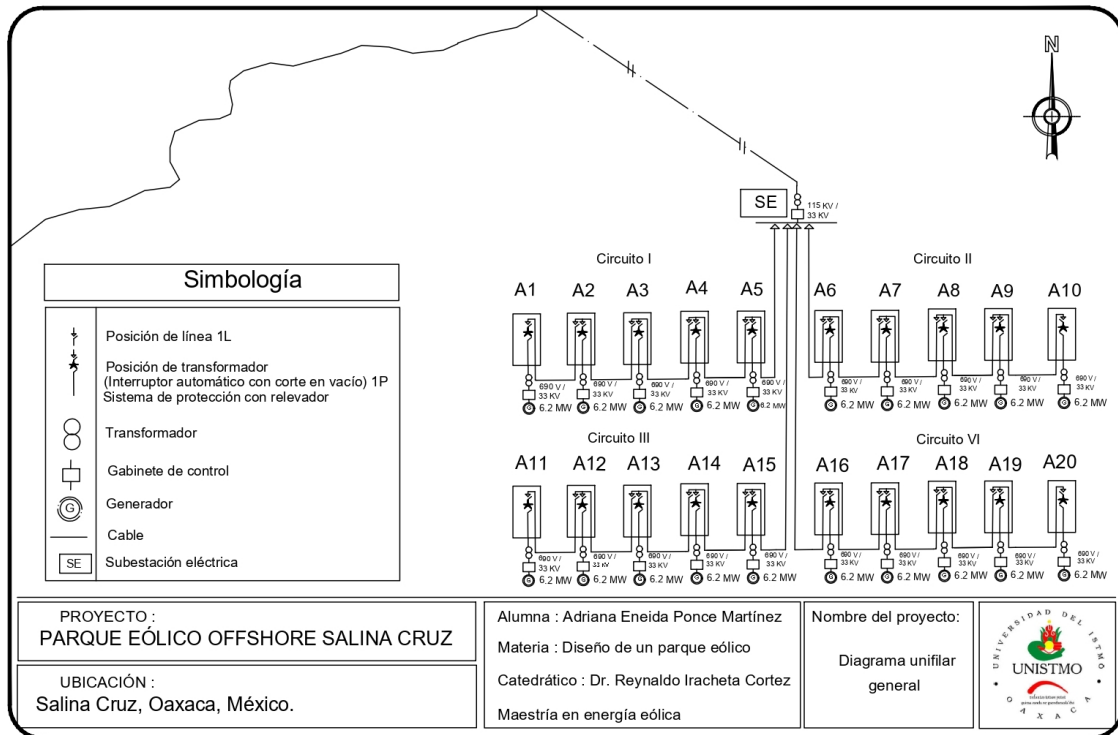


Figura 60. Diagrama del circuito eléctrico.

La generación eléctrica en esta turbina se realiza a una tensión alterna de 690 V y una frecuencia de 60 Hz. En cada uno de los aerogeneradores, esta tensión se eleva hasta los 33 kV mediante la instalación de un centro de transformación, en los que la energía eléctrica será transportada hasta la subestación.

Los transformadores empleados en este tipo de equipos, debido a los requerimientos especiales de durabilidad, resistencia y fiabilidad, por lo general son de tipo seco encapsulado al vacío. Operativamente, además de no necesitar prácticamente mantenimiento, este tipo de transformadores presenta la ventaja de resultar medioambientalmente seguro, evitando cualquier tipo de derrame de aceite o similar, con un muy inferior riesgo de incendios e impacto ambiental en el entorno. Sus características resultan idóneas para trabajar en ambientes marinos, ya que son capaces de funcionar con humedades superiores al 95 % y a temperaturas menores de -25 °C, soportando perfectamente, también, la salinidad. De forma adicional, también son capaces de operar en condiciones de altas vibraciones y balanceos, presentando altas resistencias a cortocircuitos y sobrecargas.

4.1.3 Selección del transformador

Uno de los elementos primarios es el transformador de potencia que se encarga de elevar las tensiones de salida de los aerogeneradores, a un nivel de alta tensión. Los transformadores de potencia pueden ser de diferentes tipos y características, de acuerdo con su diseño y tipo de construcción.

La selección de un transformador depende principalmente de dos parámetros; la capacidad y el nivel de tensión. Para seleccionar el transformador se tiene que conocer la capacidad instalada del parque eólico, tomando en consideración que la capacidad de este debe ser del 120 % con respecto a la producción instalada.

$$P_{transformado} = (124MW)(1,2) = 148,8MW$$

El transformador se dimensionó con una potencia de 148.8 MVA en la Tabla 26 se muestran las características que debe tener el transformador ideal para el uso unicamente de esta zona, la línea de transmisión a la que estaría conectado el parque corresponden a un nivel de tensión de 115kv, por lo que este dato debe ser considerado para el dimensionamiento del transformador.

Tabla 26. Transformador RT-33/115.

Descripción general	
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Tipo de aislamiento	Aceite
Tensión MT	25/36 kV
Tensión AT	115 kV



Figura 61. Transformador propuesto.

4.1.4 Cálculo de las pérdidas de potencia en el conductor y caída de tensión

Para el caso de las pérdidas de potencia en el conductor, estas deben ser menores al 2 %, y se determina con la siguiente ecuación.

$$P_{cu} = 3I_c^2 R_{conductor} \quad (2)$$

donde:

P_{cu} = Pérdida de potencia en el cobre (kW).

I_n = Corriente nominal por circuito (A).

$R_{conductor}$ = Resistencia del cable por longitud del tramo del circuito (ohm).

También se pueden expresar las pérdidas del conductor en porcentaje P(%)

$$P \% = \frac{PT_{cu} 100}{PT} \quad (3)$$

donde:

PT_{cu} = Pérdida total de potencia en el conductor por circuito.

PT = Potencia total instalada del circuito.

La resistencia del conductor esta en función de su longitud, área de la sección transversal y resistividad por el tipo de material del conductor, y esta dado por la ecuación 4.

$$R_{conductor} = p \frac{l_{conductor}}{A} \quad (4)$$

donde:

$R_{conductor}$ = Resistencia del cable por longitud del tramo del circuito (ohm).

p = Resistividad eléctrica del cobre (1.72E-089 ohm-m).

$l_{conductor}$ = Longitud del tramo del conductor (m).

A = Área del calibre del conductor (m^2).

La caída de tensión (V) por cada tramo, es el producto de la corriente nominal por la resistencia del conductor en cada sección de un aerogenerador a otro, se calcula con la ecuación 5.

$$V = I_n R_{conductor} \quad (5)$$

donde:

I_n = Corriente nominal por circuito (A).

$R_{conductor}$ = Resistencia del cable por longitud del tramo(ohm).

También se puede expresar en porcentaje de la siguiente forma:

$$V(\%) = \frac{V}{V_n} \quad (6)$$

donde:

$V(\%) = \text{Caída de tensión en el tramo seleccionado (V)}$.

$V_n = \text{Voltaje nominal}$.

La Tabla 27 presenta los resultados de aplicar las ecuaciones anteriores con los valores del parque off-shore propuesto en el presente trabajo. La caída de tensión expresada en porcentaje no debe sobrepasar el 3 %, condición que se logra cumplir para los cuatro circuitos en análisis, dado que la mayor caída de tensión que se presentó fue la equivalente a 1.9107 % esto se debe a que se se decidió colocar la subestación en el mar y con ello se disminuyó la cantidad de cable MT.

Tabla 27. Pérdidas en el sistema eléctrico.

	Aerogenerador		Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad [A]	Área del conductor [mm ²]	Resistencia [ohm-Km]	Resistencia [ohm]	Pérdida [kW]	Pérdida [%]	Caída de tensión	Caída de tensión (%)
Circuito I	A1	A2	630	6200	114.181	500	0.047	0.030	1.158	0.019%	3.38E+00	0.010%
	A2	A3	1260	12400	228.362	500	0.047	0.059	9.265	0.075%	1.35E+01	0.041%
	A3	A4	1890	18600	342.543	500	0.047	0.089	31.269	0.168%	3.04E+01	0.092%
	A4	A5	2520	24800	456.724	500	0.047	0.118	74.119	0.299%	5.41E+01	0.164%
	A5	SE	3520	31000	570.906	500	0.047	0.165	161.767	0.522%	9.45E+01	0.286%
Circuito II	A10	A9	630	6200	114.181	500	0.047	0.030	1.158	0.019%	3.38E+00	0.010%
	A9	A8	1260	12400	228.362	500	0.047	0.059	9.265	0.075%	1.35E+01	0.041%
	A8	A7	1890	18600	342.543	500	0.047	0.089	31.269	0.168%	3.04E+01	0.092%
	A7	A6	2520	24800	456.724	500	0.047	0.118	74.119	0.299%	5.41E+01	0.164%
	A6	SE	3520	31000	570.906	500	0.047	0.165	161.767	0.522%	9.45E+01	0.286%
Circuito III	A11	A12	630	6200	114.181	500	0.047	0.030	1.158	0.019%	3.38E+00	0.010%
	A12	A13	1260	12400	228.362	500	0.047	0.059	9.265	0.075%	1.35E+01	0.041%
	A13	A14	1890	18600	342.543	500	0.047	0.089	31.269	0.168%	3.04E+01	0.092%
	A14	A15	2520	24800	456.724	500	0.047	0.118	74.119	0.299%	5.41E+01	0.164%
	A15	SE	4780	31000	570.906	500	0.047	0.225	219.672	0.709%	1.28E+02	0.389%
Circuito IV	A20	A19	630	6200	114.181	500	0.047	0.030	1.158	0.019%	3.38E+00	0.010%
	A19	A18	1260	12400	228.362	500	0.047	0.059	9.265	0.075%	1.35E+01	0.041%
	A18	A17	1890	18600	342.543	500	0.047	0.089	31.269	0.168%	3.04E+01	0.092%
	A17	16	2520	24800	456.724	500	0.047	0.118	74.119	0.299%	5.41E+01	0.164%
	A16	SE	4780	31000	570.906	500	0.047	0.225	219.672	0.709%	1.28E+02	0.389%

La Tabla 28 presenta el resultado de realizar el análisis de las pérdidas y caídas de tensión de las subestación off-shore a la subestación en tierra, al aumentar la tensión de 33 kV a 115 kV se origina una disminución proporcional de la corriente que se transporta siendo esta de 761.20 A por lo que en este tramo se utiliza un cable de 630 mm², la distancia entre estas dos subestaciones es de 29 km la pérdida de potencia es de 1.15 % mientras que caída de tensión en este tramo aumentó a un 1.89 % este porcentaje aun se encuentra dentro del rango aceptable.

Tabla 28. Pérdidas en el sistema eléctrico.

Aerogenerador	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad [A]	Área del conductor [m ²]	Resistencia [ohm-Km]	Pérdida [kW]	Pérdida [%]	Resistencia del cable	Caída de tensión	Caída de tensión (%)	
SE	TIERRA	29000	124000	761.2073333	0.0005	0.0283	1,426.6309	1.1505%	1.00	624.72	1.893%

La Figura 62 muestra como se ve afectada la pérdida de potencia expresada en porcentaje con respecto a la variación del factor de potencia el cual varía en un rango de 0 a 1, de este análisis podemos destacar que si tenemos un factor de potencia menor a 0.73 las pérdidas sobrepasan el 3% porcentaje máximo permisible en pérdidas de potencia.

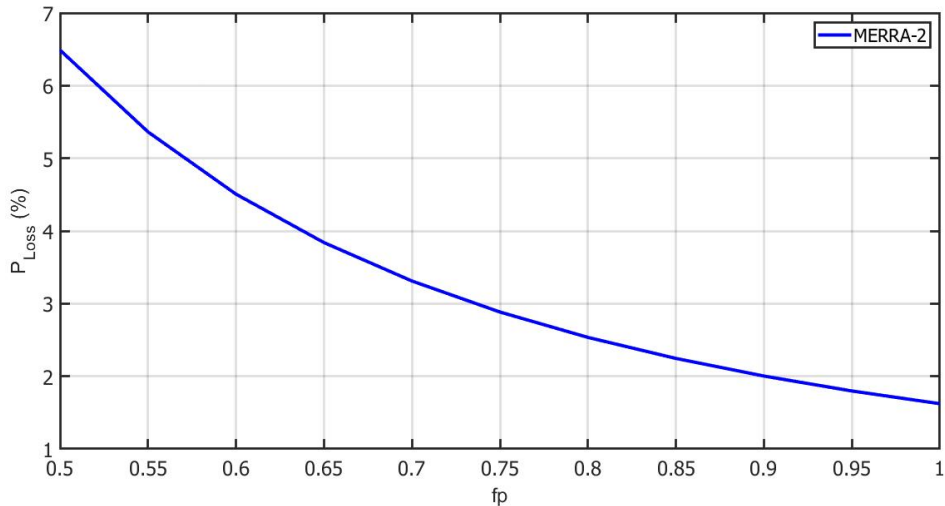


Figura 62. Pérdida de potencia con respecto al factor de potencia.

La Figura 63 muestra como se ve afectada la caída de voltaje expresada en porcentaje con respecto a la variación del factor de potencia el cual varia en un rango de 0 a 1, de este análisis podemos destacar que para el caso en estudio la variación del factor de potencia no origina un impacto considerable en la caída de voltaje ya que incluso al tener un factor de potencia cercano a 0 la caída de voltaje continúa siendo inferior al 1%.

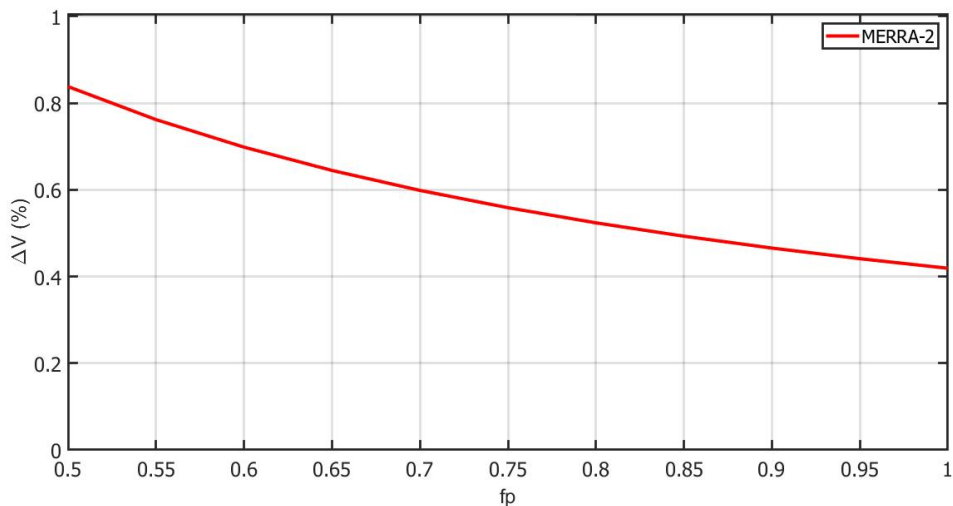


Figura 63. caída de voltaje con respecto al factor de potencia.

4.2 Línea eléctrica para el aerogenerador 10 MW

La Figura 64 detalla la distribución de los 12 aerogeneradores que conforman la segunda propuesta de distribución del parque off-shore cuya capacidad instalada es de 120 MW, las distancias laterales entre aerogeneradores son de 950 m lo equivalente a 5 veces el diámetro del rotor, la distancia del parque off-shore a tierra es de 25 km, se describe también las coordenadas geográficas para cada uno de los 12 aerogeneradores, la distribución de los mismo se realizó en una línea recta, posicionadas en dirección norte para poder aprovechar al máximo la energía cinética del viento.

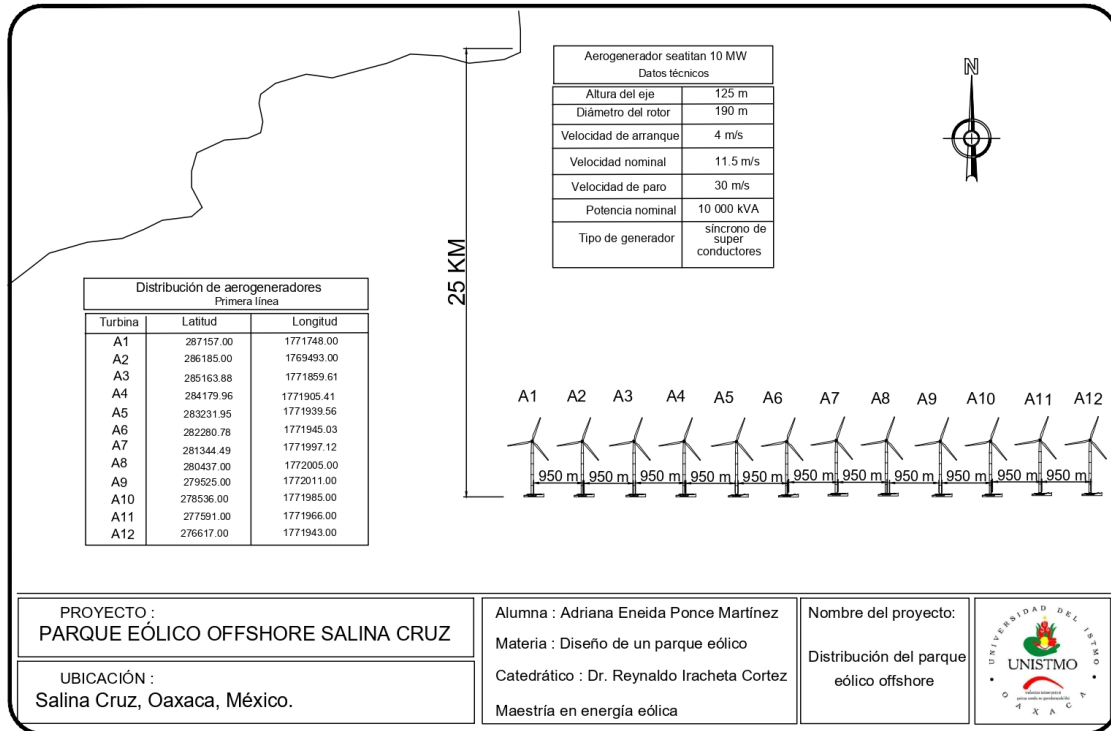


Figura 64. Distribución de aerogeneradores.

Los aerogeneradores Seatitan de 10 MW aportarán una corriente nominal de:

$$I_n = \frac{10,000kW}{\sqrt{3}(33KV)(0,95)} = 184,1627A$$

La intensidad nominal de trabajo para la potencia instalada de 120 MW es:

$$I_{np} = \frac{120000kW}{\sqrt{3}(33KV)(1)} = 2,209,9531A$$

En la Figura 65 se muestra el plano del cableado eléctrico dentro del parque eólico, así como la especificaciones técnicas del mismo, también se detalla la distribución de los 4 circuitos que conforman el parque eólico off-shore cada circuito esta conformado por 3 aerogeneradores que se interconectado entre si y a la subestación eléctrica la cual se propone como primer punto de análisis estar ubicada en el mar.

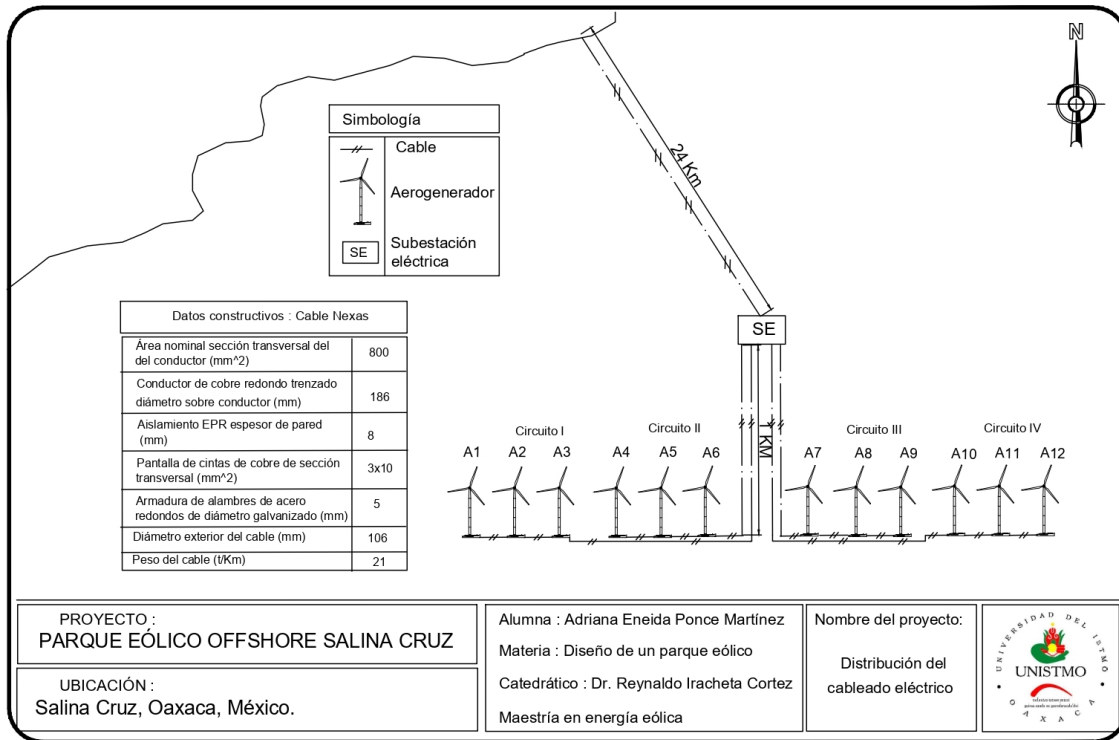


Figura 65. Diagrama del circuito eléctrico.

En la Tabla 29 se muestran el total de cable de MT a utilizar por circuito así como el cálculo total hasta la subestación eléctrica off-shore requiriendo un total de 19.2 km de cable submarino Nexas de 300 mm². Para el transporte en AT se utilizará el cable

Tabla 29. Distancia total del cableado MT.

Red cableado eléctrico	Distancia [m]
Red submarina circuito I	6225
Red submarina circuito II	3375
Red submarina circuito III	3375
Red submarina circuito VI	6225
Total	19,200

submarino Nexas de 630 mm² el cual transportará una corriente de 736.65 A, utilizando una cantidad de 29 km debido a que es la distancia que existe entre la subestación off-shore y la subestación en tierra.

4.2.1 Diagrama unifilar

El transporte se realizará en MT 33 kV de corriente alterna, con la intención de disminuir las pérdidas y la caída de tensión. Se hace uso de un celda de media tensión para permitir la interconexión de cada generador a la red, los equipos se agrupan en 4 circuitos como se muestra en la Figura 66.

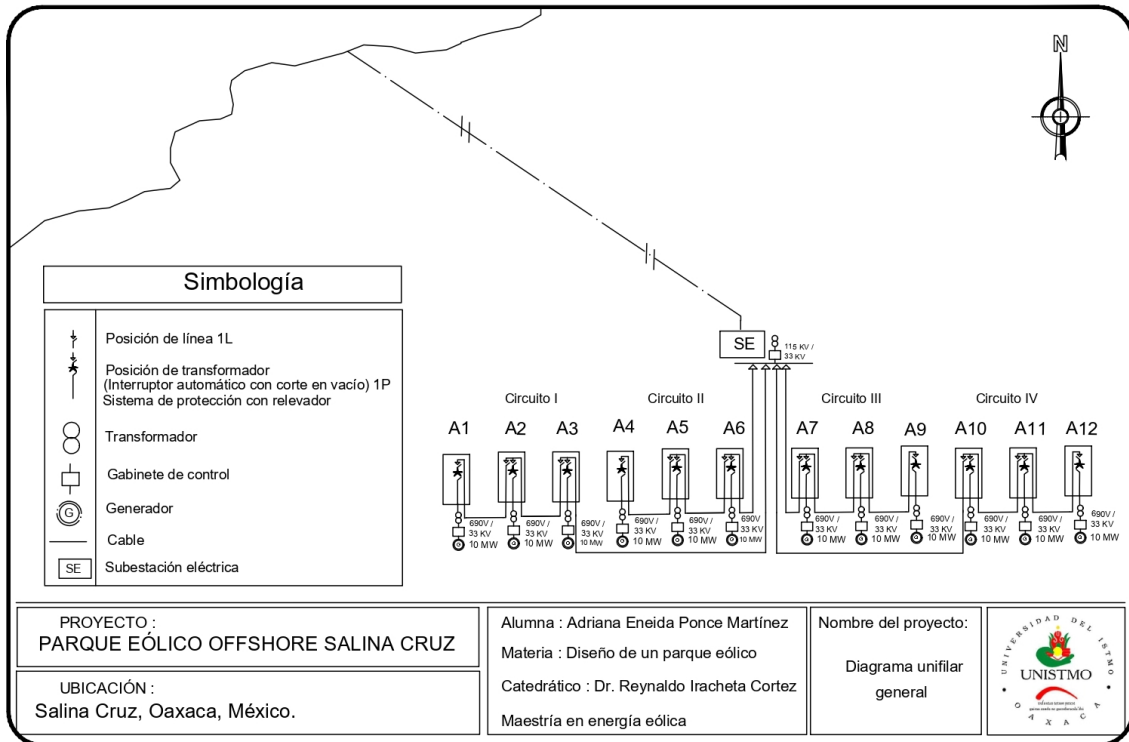


Figura 66. Diagrama del circuito eléctrico.

La generación eléctrica en esta turbina se realiza a una tensión alterna de 690 V y una frecuencia de 60 Hz. En cada uno de los aerogeneradores, esta tensión se eleva hasta los 33 kV mediante la instalación de un centro de transformación, en los que la energía eléctrica será transportada hasta la subestación.

4.2.2 Pérdidas de potencia y caída de voltaje

La Tabla 30 presenta el resultado de realizar el análisis de las pérdidas y caídas de tensión entre aerogeneradores a la subestación off-shore, la caída de tensión expresada en porcentaje no debe sobrepasar el 2 %, condición que se logra cumplir para los cuatro circuitos en análisis, dado que la mayor caída de tensión que se presentó fue la equivalente a 1.91 % esto se debe a que se se decidió colocar la subestación en el mar y con ello se disminuyó la cantidad de cable MT.

Tabla 30. Pérdidas en el sistema eléctrico.

	Aerogenerador		Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad [A]	Área del conductor [mm ²]	Resistencia [ohm-Km]	Resistencia [ohm]	Pérdida [kW]	Pérdida [%]	Caída de tensión	Caída de tensión [%]
Circuito I	A1	A2	950	10000	184.1627	300	0.0601	0.0571	5.8093	0.058%	10.5148	0.032%
	A2	A3	950	20000	368.3254	300	0.0601	0.0571	23.2371	0.116%	21.0295	0.064%
	A3	SE	4325	30000	552.4881	300	0.0601	0.2599	238.0278	0.793%	143.6096	0.435%
Circuito II	A4	A5	950	10000	184.1627	300	0.0601	0.0571	5.8093	0.058%	10.5148	0.032%
	A5	A6	950	20000	368.3254	300	0.0601	0.0571	23.2371	0.116%	21.0295	0.064%
	A6	SE	1475	30000	552.4881	300	0.0601	0.0886	81.1771	0.270%	48.9767	0.148%
Circuito III	A9	A8	950	10000	184.1627	300	0.0601	0.0571	5.8093	0.058%	10.5148	0.032%
	A8	A7	950	20000	368.3254	300	0.0601	0.0571	23.2371	0.116%	21.0295	0.064%
	A7	SE	1475	30000	552.4881	300	0.0601	0.0886	81.1771	0.270%	48.9767	0.148%
Circuito IV	A12	A11	950	10000	184.1627	300	0.0601	0.0571	5.8093	0.058%	10.5148	0.032%
	A11	A10	950	20000	368.3254	300	0.0601	0.0571	23.2371	0.116%	21.0295	0.064%
	A10	SE	4325	30000	552.4881	300	0.0601	0.2599	238.0278	0.793%	143.6096	0.435%

La Tabla 31 presenta el resultado de realizar el análisis de las pérdidas y caídas de tensión de las subestación off-shore a la subestación en tierra, al aumentar la tensión de 33 kV a 115 kV se origina una disminución proporcional de la corriente que se transporta siendo esta de 736.65 A por lo que en este tramo se utiliza un cable submarino de 600 mm², la distancia entre estas dos subestaciones es de 29 km la pérdida de potencia fue de 1.11 % mientras que la caída de tensión en este tramo aumentó a un 1.83 % este porcentaje se encuentra dentro del rango aceptable.

Tabla 31. Pérdidas en el sistema eléctrico.

Aerogenerador	Longitud [m]	Potencia [kW]	Intensidad [A]	Área del conductor [m ²]	Resistencia [ohm-Km]	Resistencia del cable [ohm]	Pérdida [kW]	Pérdida [%]	Resistencia del cable	Caída de tensión	Caída de tensión [%]	
SE	TIERRA	29000	120000	736.6508	0.0005	0.0283	0.82	1,336.0694	1.1134%	1.00	604.57	1.832%

4.3 Conclusiones

Al analizar dos propuestas de distribución para el parque eólico off-shore con diferentes turbinas podemos concluir afirmando que ambas propuestas se encuentra dentro de los valores permisibles para las pérdidas de potencia y en la caída de voltaje ya que ninguna excede el 3 %.

Para la propuesta 1 donde se consideró una distribución de 4 circuitos conformados por 5 aerogeneradores con una capacidad de 6.2 MW y una corriente nominal de 114.18 A, la mayor pérdida de potencia que se presentó fue de 1.83 % y la máxima caída de voltaje fue de 1.89 %.

Para la propuesta 2 donde se consideró una distribución de 4 circuitos conformados por 3 aerogeneradores con una capacidad de 10 MW y una corriente nominal de 184.16 A, la mayor pérdida de potencia que se presentó fue de 1.11 % y la máxima caída de voltaje fue de 1.15 %.

Con este análisis se determina que la distribución 2 generará menores pérdidas, pese a que los aerogeneradores son de mayor capacidad esto lo pone en gran ventaja sobre la propuesta 1.

5 Análisis económico

En este capítulo se realizó un análisis económico para ver la factibilidad del parque eólico propuesto, cabe recordar, que los parques eólicos marinos requieren de inversiones más elevadas que las situadas en tierra. Sin embargo, la duración de la explotación es más duradera en el mar y las características que presenta el viento hacen posible un mayor aprovechamiento de dicha fuente energética.

Este análisis económico se llevó a cabo con ayuda del software MATLAB[®] y se validaron los resultados con Homer[®] versión 2.68 beta.

El software HOMER[®] evalúa 5 datos importantes los cuales son:

- Datos del recurso eólico,
- Datos del aerogenerador,
- Datos de la red eléctrica,
- Datos del perfil de carga,

Los datos del recurso eólico y del aerogenerador se describieron en los capítulos anteriores. Por lo que en este capítulo solo se presenta la evaluación de la red eléctrica y los datos del perfil de carga.

5.1 Red eléctrica

El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) determina los precios de energía, que es el costo de comprar energía de la red, en \$/kWh, los cuales cambian en dependencia de los nodos de interconexión, para el caso de estudio se tomaron los datos de la subestación Salina Cruz y la clave del nodo P es 02IPO-115. La Figura 67 presenta una gráfica que describe el comportamiento que tiene el precio de la energía, acotada a los primeros días del mes enero donde se destaca que en el día 3 de enero se presenta un precio que sobrepasa los 0.09 USD\$/kWh.

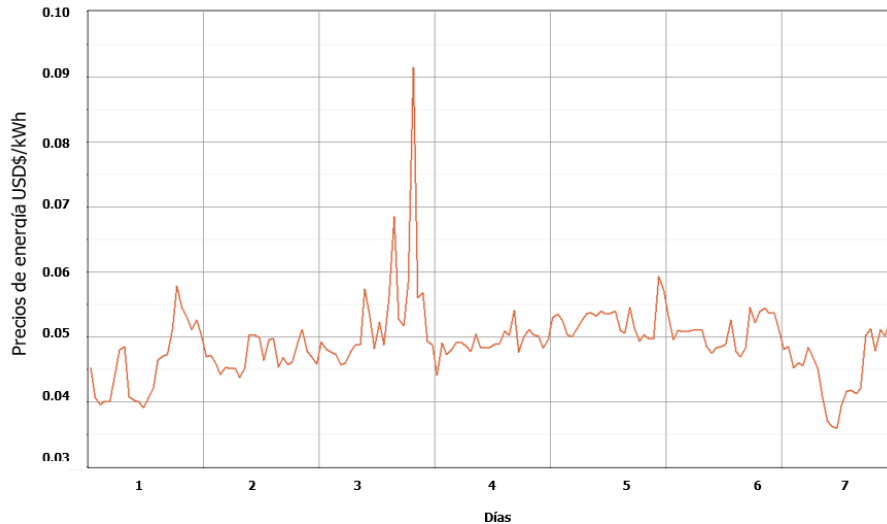


Figura 67. Precio de la electricidad por día.

La Figura 68 presenta el diagrama de caja de donde podemos extraer como información relevante los cambios que presenta mes con mes el precio de la energía, como podemos notar en la gráfica el mes de mayo fue el mes donde se presentó el promedio del precio más alto en la energía el cual fue mayor al 0.070 USD/kWh, mientras que el mes de agosto fue el mes donde se presentó el mayor precio de energía siendo este precio superior a 0.26 USD/kWh .

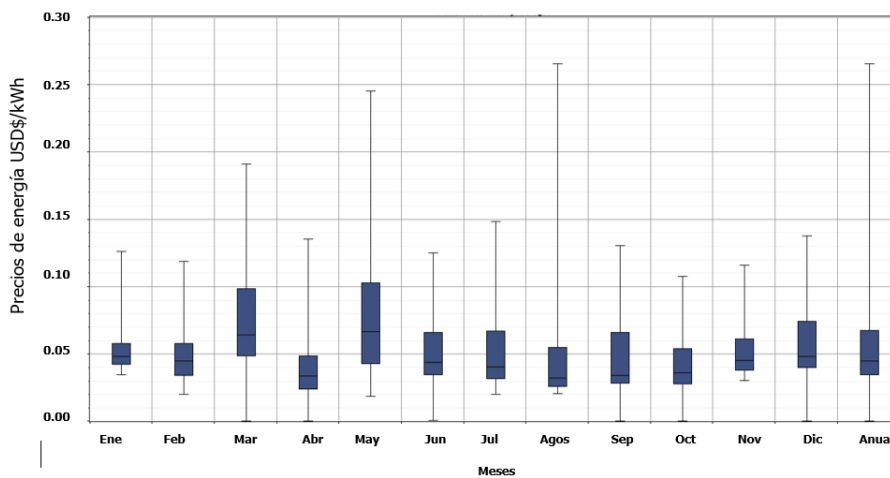


Figura 68. Perfil mensual de los precios de electricidad.

La Figura 69 muestra el comportamiento que tiene el precio de la energía en las diferentes horas del día para los 12 meses del año 2021, como podemos apreciar el rango de variación que más predomina es de 0.027\$/kWh a 0.054\$/kWh y esta representado en un tono azul. De esta gráfica también se observa para el mes de mayo es donde se presentan los precios más altos de energía cercanos al 0.270\$/kWh mientras que el mes de abril se presentó con mayor frecuencia los precios bajos inferiores a 0.02\$/kWh en horas que van después de las 7 am.

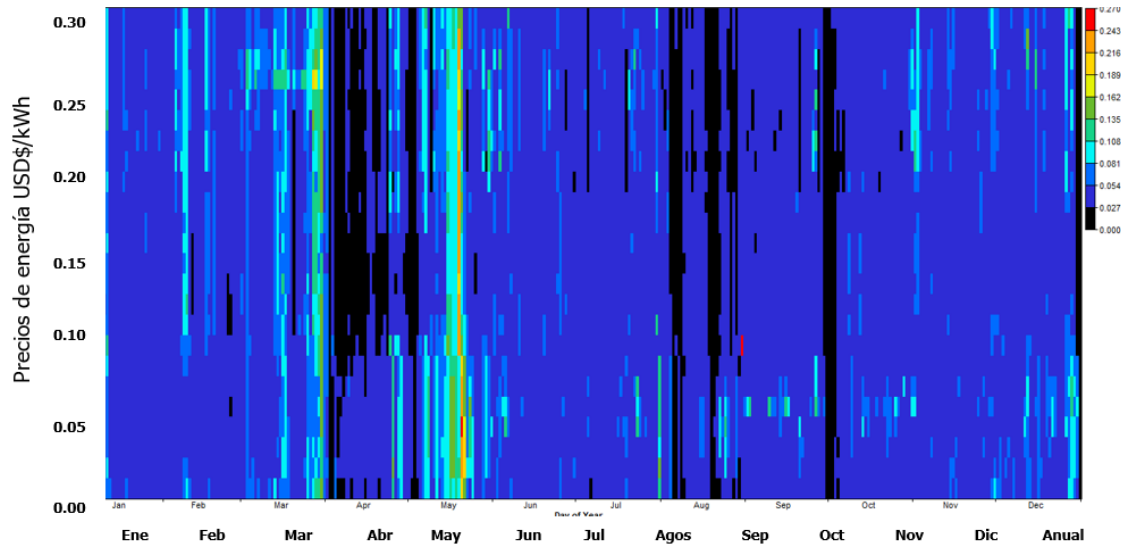


Figura 69. Variación de los precios de la electricidad.

La Figura 70 muestra los precios promedio de la energía en diferentes horas del día para cada uno de los 12 meses del año, de donde podemos concluir que los meses con los precios más altos de la energía superando los 0.08\$/kWh fueron el mes de marzo en el horario 18:00 a 24:00 am, y el mes de mayo en el horario de 0:00 a 6:00.

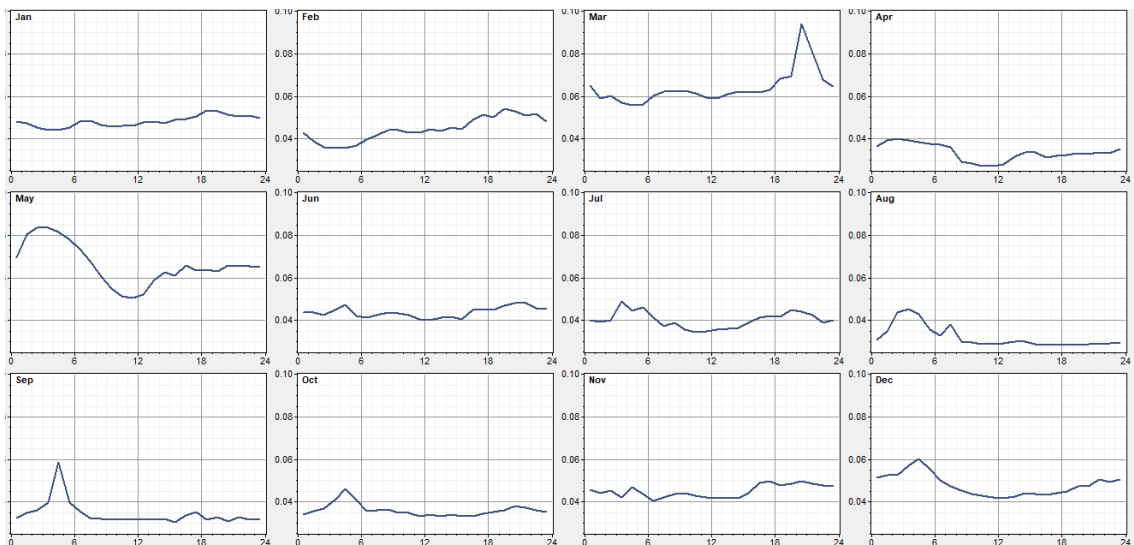


Figura 70. Variación mensual de los precios de la electricidad.

5.2 Cálculo de los costos de inversión para la turbina Repower6.2M126

5.2.1 Costo capital

Para calcular los costos de capital en un parque off-shore se tomo como referencia el artículo off-shore que presenta un estudio de los costos en la creación de un parque eólico off-shore[7] y del cual se obtuvo la Figura 71 que presenta la variación de los costos de capital para un proyecto off-shore, con base en este artículo se eligió un costo de generación de 3000 USD/kW considerando que la creación del parque sería cercano al año 2030[7].

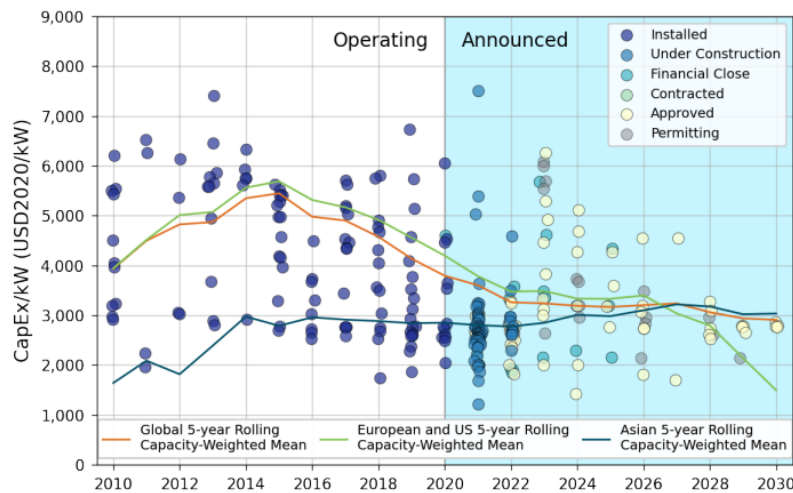


Figura 71. Gastos de capital para proyectos globales de energía eólica marina.

Fuente: NREL *et al.*, 2021.

La capacidad instalada del parque off-shore será de 124 MW con base en esta información se puede estimar los gastos de capital aplicando el siguiente cálculo:

$$Tot_C = (3000 \text{ USD}/kW)(124000 \text{ kW}) = 372 \text{ MMUS\$}$$

Se realizó el cálculo por turbina, teniendo en cuenta que el parque off-shore está conformado por un total de 20 turbinas.

$$C_{AG} = \frac{372,000,000 \text{ USD}}{20} = 18,6 \text{ MMUS\$}/Turbina$$

5.2.2 Costo de reemplazo

Los costos de reemplazo son aquellos que se originan al cabo de 20 a 25 años donde se requiere volver a invertir en el reemplazo de equipos que dado los años en uso se encuentren dañados, este costo se estima que equivale a un 85 % del costo capital por lo que para el presente proyecto sería de:

$$R_{AG} = \frac{(372,000,000 \text{ USD})(0,85)}{20} = 15,81 \text{ MMUS\$}/Turbina$$

5.2.3 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

la Figura 72 presenta la variación de los costos de operación y mantenimiento (O&M) [7] en un parque eólico off-shore donde se observa que para el año 2023 estos tendrán un rango de variación comprendido desde los 50 USD/KW hasta los 100 USD USD/KW.

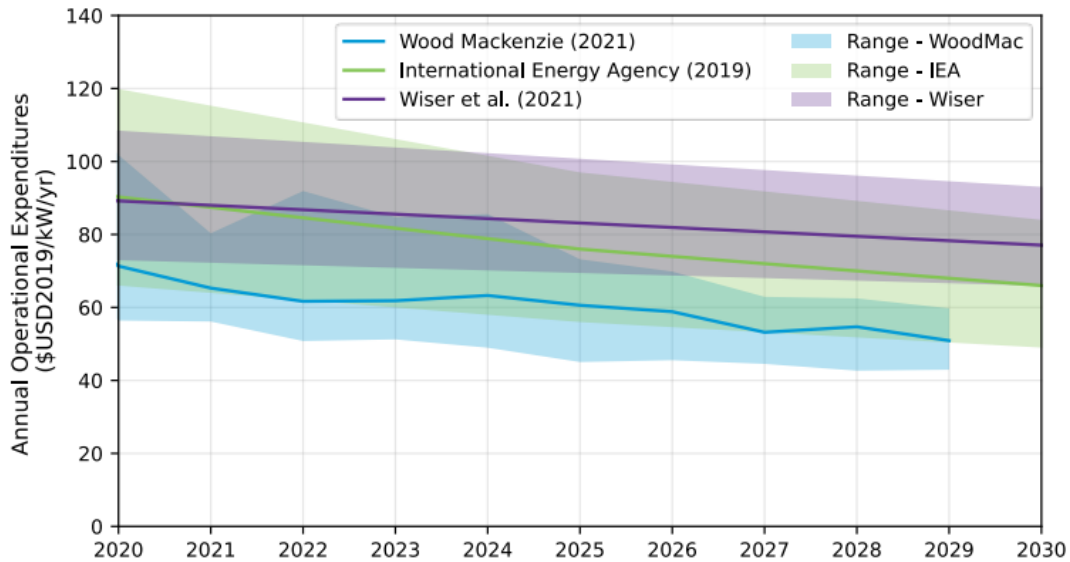


Figura 72. Gastos operativos globales de plantas de energía eólica marina.

Fuente: NREL *et al.*, 2021.

El valor estimado para los gastos de operación y mantenimiento fue de 70 USD/kW, con base en este dato se realizó el siguiente cálculo:

$$Tot_{O\&M} = (70 \text{ USD}/kW)(124000 \text{ kW}) = 8,680 \text{ MMUS\$}$$

Para el costo equivalente por turbina se dividió el resultado anterior entre las 20 turbinas.

$$O\&M_{AG} = \frac{8,680,000 \text{ USD}}{20} = 0,434 \text{ MMUS\$}/Turbina$$

Con los resultados anteriores se obtuvieron los costos totales de inversión los cuales son presentados en la Tabla 32.

Tabla 32. Costos totales de inversión.

Costos (USD)	Aerogenerador	Parque offshore
Costo capital	\$ 18,600,000.00	\$ 372,000,000.00
Costo de reemplazo	\$ 1,581,000.00	\$ 31,620,000.00
Costo de O&M	\$ 434,000.00	\$ 8,680,000.00
TOTAL	\$ 20,615,000.00	\$ 412,300,000.00

5.3 Producción eléctrica HOMER[®] turbina Repower6.2M126

En la Figura 73 se presenta el promedio mensual de la producción eléctrica, derivado del análisis realizado en Homer[®] donde observamos que los meses de mayor producción son los meses de noviembre y diciembre generando alrededor de 70 GWh, mientras que el mes con menor producción fue el mes de mayo con valores por debajo de los 10 GWh.

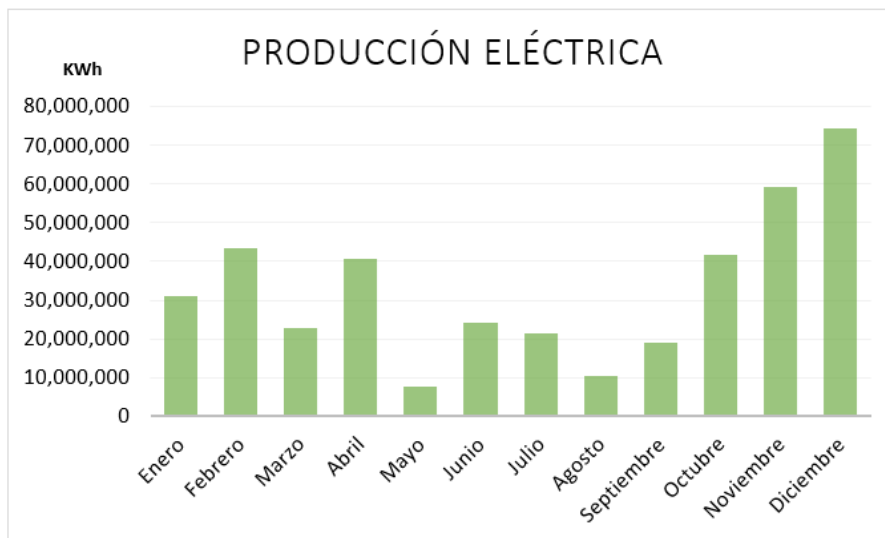


Figura 73. Promedio mensual de la producción eléctrica.

Para calcular los ingresos mensuales y el ingreso anual se realizó el análisis de la variación de los precios de la generación eléctrica presentado en la Figura 74 de donde podemos destacar que en los meses de marzo y mayo se obtuvieron los precios más altos del año en la generación eléctrica con un valor alrededor de los \$0.06 USD/kWh pero así mismo cabe destacar que el mes de mayo fue el mes con menor producción eléctrica, en el mes de abril se presentaron los precios más bajos en la generación eléctrica con un valor de \$0.031 .

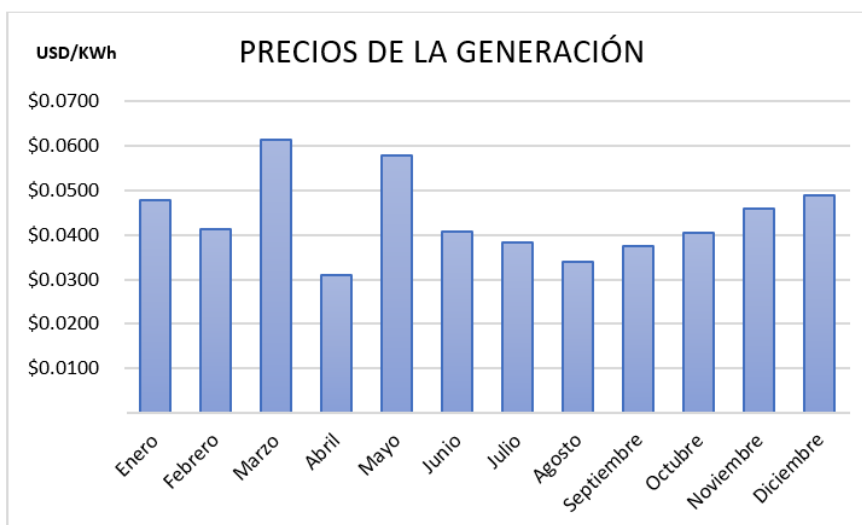


Figura 74. Promedio mensual de los precios de generación eléctrica.

Con base en la generación eléctrica y los precios de la misma se realizó el cálculo de los ingresos mensuales que se obtendría para el parque off-shore propuesto, la Tabla 33 presenta el resumen de estos cálculos.

Tabla 33. Pérdidas en el sistema eléctrico.

MESES	Energía producida	Precio de la energía	Ingresos
	(kWh)	USD/ kWh	(\$ USD)
Enero	31,188,732	\$ 0.0477	\$ 1,488,349
Febrero	43,360,296	\$ 0.0413	\$ 1,789,999
Marzo	22,759,714	\$ 0.0613	\$ 1,396,227
Abril	40,730,920	\$ 0.0309	\$ 1,259,425
Mayo	7,741,350	\$ 0.0579	\$ 447,944
Junio	24,242,524	\$ 0.0408	\$ 990,192
Julio	21,544,730	\$ 0.0383	\$ 824,601
Agosto	10,257,814	\$ 0.0340	\$ 348,758
Septiembre	18,852,366	\$ 0.0375	\$ 707,123
Octubre	41,718,964	\$ 0.0404	\$ 1,686,846
Noviembre	59,365,500	\$ 0.0459	\$ 2,723,564
Diciembre	74,205,720	\$ 0.0489	\$ 3,625,060
Total	395,968,608	\$ 0.0437	\$ 17,288,086

La Figura 75 presenta el comportamiento de los ingresos por cada mes, realizando la sumatoria de los mismo se tiene como ingreso anual un total de \$17,228,086 USD, cabe mencionar que a este ingreso se le debe sumar los CL, por lo que esta cantidad se considerará mayor para el cálculo del retorno de inversión.

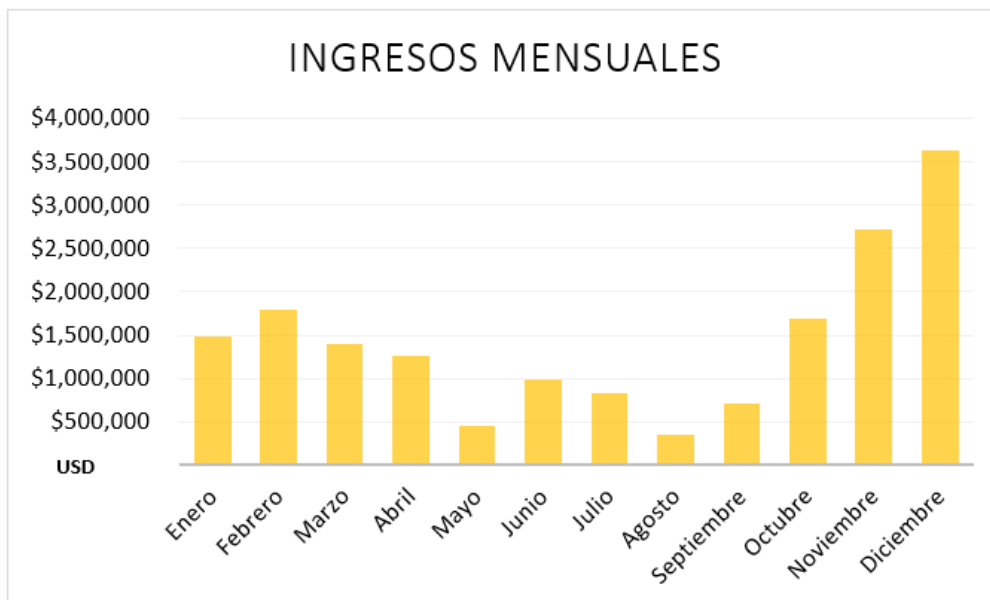


Figura 75. Promedio mensual de los ingresos del parque off-shore.

5.4 Producción eléctrica Repower6.2M126 en MATLAB

La Figura 76 presenta el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas utilizando los datos históricos de las estaciones virtuales MERRA-2 y ERA5 de donde podemos observar que no existe una diferencia significativa entre ellas lo cual genera una mayor confiabilidad de los datos del viento analizados.

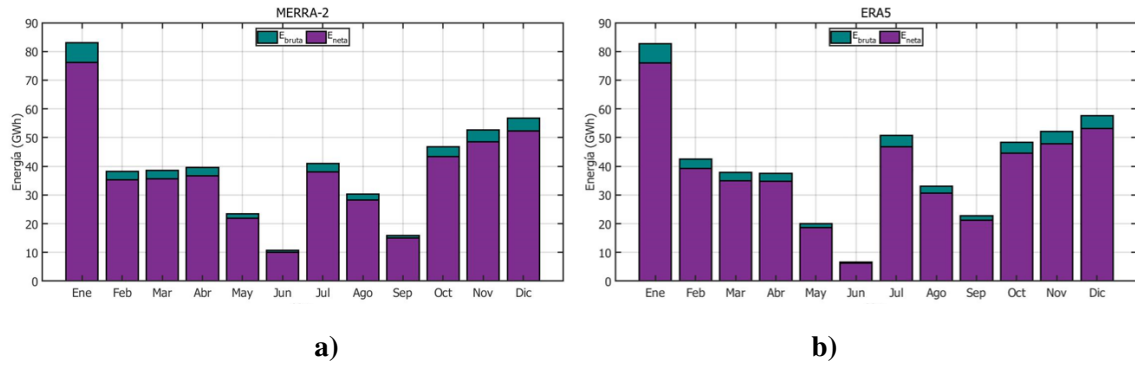


Figura 76. Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.

La Figura 77 presenta el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas para las estaciones virtuales MERRA-2 y ERA5, a través de dos gráficas de barras donde se observa un comportamiento parecido para ambas estaciones virtuales tanto para la generación como de energía como para las pérdidas.

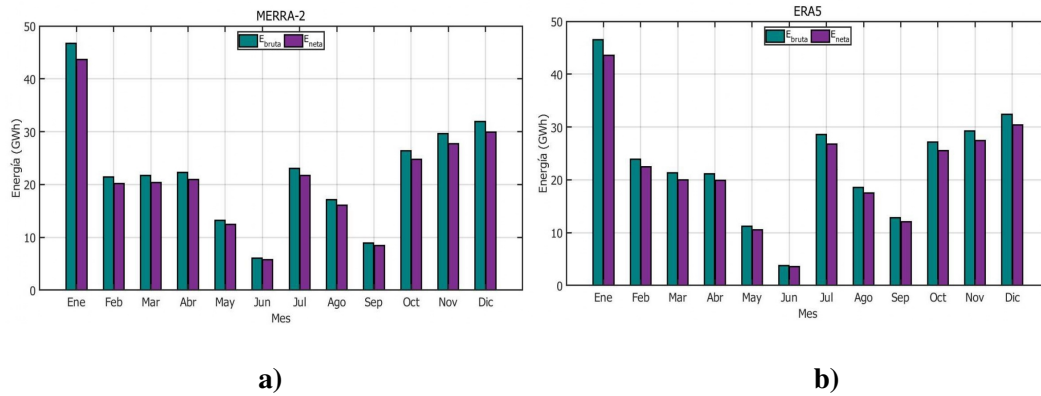


Figura 77. Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.

La Tabla 34 presenta los resultados de la estimación para la producción eléctrica que se tendría al utilizar cualquiera de las dos bases de datos analizadas

Tabla 34. Pérdidas en el sistema eléctrico.

	MERRA-2	ERA5
Producción bruta	477.0937 GWh	522.6013 GWh
Producción neta	441.2998 GWh	489.7147 GWh
Pérdidas de potencia	16.4239 GWh	17.8695 GWh
Pérdidas por efecto estela	19.3778 GWh	15.0171 GWh
Pérdidas (%)	7.54%	6.89%

5.5 Certificado de Energías Limpias (CEL)

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define en su artículo 3, fracción VIII, los Certificados de Energías Limpias (CEL) como aquel título emitido por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga. El Certificado de Energías Limpias se define como: Título emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga[12].

En el primer trimestre de cada año calendario, la Secretaria de Energía establecerá los requisitos para la adquisición de CEL. Si los costos de transacción son muy cercanos a cero, el precio de los CEL debería ser igual a la diferencia entre el costo de generación limpia y la proveniente de fuentes fósiles.

A los generadores limpios se les otorga (1 CEL = 1 MWh), para realizar el calculo de los ingresos por CEL se considero la producción neta obtenida en MATLAB[®] para a estación virtual MERRA-2.

$$CEL = 441,299,8 \text{ MWh} * \frac{1CEL}{MWh} = 441,299,8 \text{ CEL}$$

Los precios CEL 's fluctúan entre los \$10 USD a los \$30 USD para calcular los ingresos por este certificado se consideró un precio promedio de \$20 USD/CEL el cálculo de ingresos se presenta a continuación:

$$CEL = \frac{(441,299,8 \text{ CELs})(20 \text{ $USD/CEL})}{441,299,800kWh} = 0,02 \text{ $USD/kWh}$$

5.6 Ingresos anuales HOMER® vs MATLAB®

La Tabla 35 presenta los ingresos del parque off-shore calculados en HOMER® y MATLAB®, para el análisis en MATLAB® se realizó una comparación utilizando la base de datos MERRA-2 y ERA5 cuyos resultados no existe diferencias importantes, lo cual no genera una diferencia significativa en la producción al usar cualquiera de estas dos bases de datos.

Considerando una tarifa de generación energética de 0,0347 USD/kWh y sumando los CL's con una tarifa de 0,02 USD/kWh, se tendría una tarifa total de 0,0547 USD/kWh, lo cual representaría un ingreso \$24,139,099.06 USD anualmente para el caso de análisis en MATLAB® con la base de datos MERRA-2.

Tabla 35. Pérdidas en el sistema eléctrico.

	HOMER		MATLAB			
	MERRA-2		MERRA-2		ERA5	
Producción neta	Producción anual [GWh]	Ingresos USD	Producción anual [GWh]	Ingresos USD	Producción anual [GWh]	Ingresos USD
		395.9686	\$ 21,659,482.4200	441.2998	\$ 24,139,099.0600	454.3842
		\$ 13,740,110.42		\$ 15,313,103.06		\$ 15,767,131.74

La Figura 78 muestra el valor anualizado de los ingresos que se tiene en el parque eólico off-shore comparado con el egreso que se tiene por turbina.

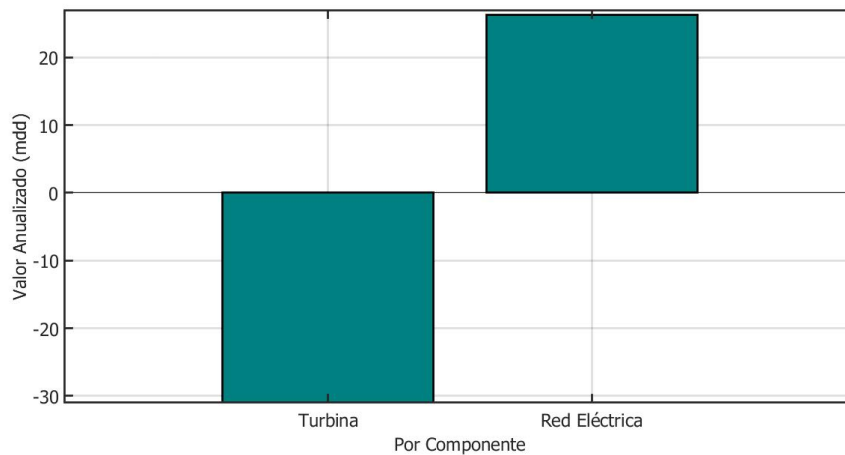


Figura 78. Promedio mensual de la producción eléctrica.

La Figura 79 presenta el flujos de caja del proyecto este término hace referencia a la diferencia existente entre los cobros y los pagos del mismo, de donde se puede apreciar que el valor de la inversión inicial es de \$372 MMUS\$, en comparativa con los ingresos netos los cuales tiene un valor constante anual de \$18.831 MMUS\$

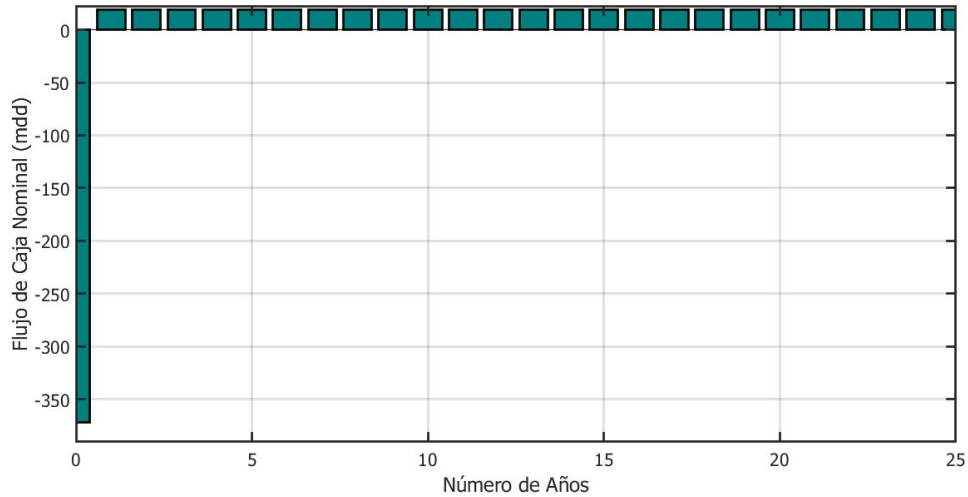


Figura 79. Flujos de caja caso 1.

Con los valores del flujo de caja considerando 2% en gastos de operación y mantenimiento y 4% de tasa interés. En la Figura 80 podemos observar una gráfica que representa el flujo de caja acumulado y los años requeridos para el retorno de inversión en 4 casos los cuales son: el retorno de inversión simple para la energía bruta producida, retorno de inversión simple para la energía neta producida, retorno de inversión con descuento para la energía bruta producida y el retorno de inversión con descuento para la energía neta producida. En los dos últimos casos donde se considera la producción neta el retorno de inversión simple tardaría 16.08 años, mientras que para el retorno de inversión con descuento tardaría 26.23 años.

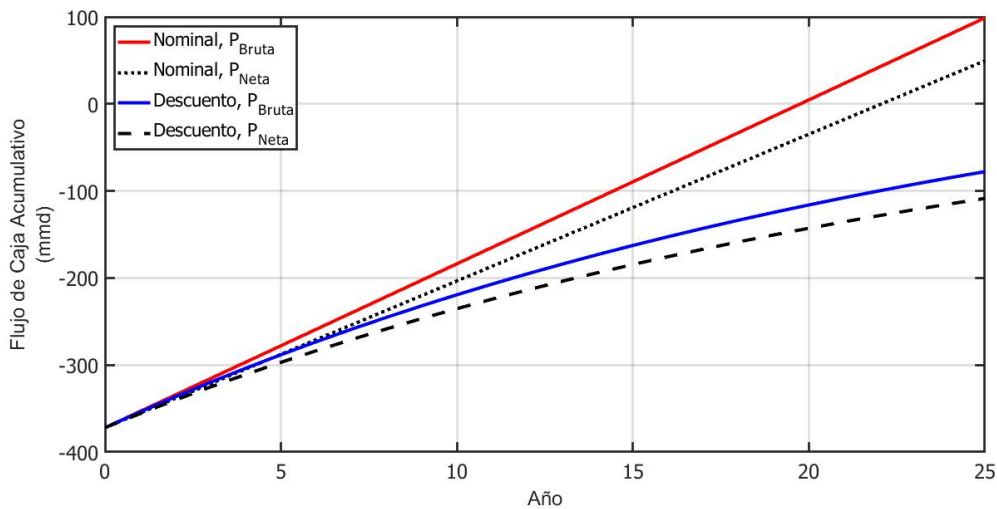


Figura 80. Promedio mensual de la producción eléctrica.

5.7 Indicadores de rentabilidad

En primer lugar, definiremos el VAN (Valor Actual Neto) que mide el valor económico del proyecto, es el valor presente de los flujos futuros menos la inversión inicial. Cuanto mayor es el VAN, mayor es el valor económico generado. El VAN esta dada por (7).

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+k)^n} \quad (7)$$

donde:

Q_n = Flujos de caja (beneficios-costes).

k = Tasa de descuento.

A = Inversión inicial.

n = Número de años de vida útil del proyecto.

De acuerdo al resultado obtenido del indicador el VAN este se interpreta de la siguiente manera:

$VAN > 0$; La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede ser aceptado.

$VAN = 0$; El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que su realización en principio será indiferente, la decisión debería basarse en otros criterios.

$VAN < 0$; El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Para un valor del VAN igual a cero, la tasa de descuento pasa a llamarse Tasa Interna de Retorno (TIR). Este término mide la capacidad de generar rendimientos, es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión.

La ecuación de cálculo es la siguiente:

$$0 = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} \quad (8)$$

Según esta herramienta, se considera que realizar el proyecto es aconsejable si la TIR obtenida es superior a la tasa de descuento (rendimiento mínimo exigido). Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo es invertir en el proyecto.

La Tabla 36 presenta los ingresos (\$USD) y egresos (\$USD) así como el flujo neto (\$USD) que se tiene durante los 25 años de vida del proyecto, con esta información se calculó los indicadores financieros TIR y VPN.

Tabla 36. Cálculo de los indicadores TIR y VPN.

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
0			-\$372,000,000.00
1	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
2	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
3	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
4	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
5	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
6	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
7	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
8	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
9	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
10	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
11	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
12	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
13	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
14	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
15	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
16	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
17	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
18	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
19	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
20	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
21	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
22	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
23	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
24	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
25	\$ 26,271,400.00	\$ 7,440,000.00	\$ 18,831,400.00
		VPN	-\$201,066,628.60
		TIR	1.90%

Derivado de este análisis se concluye obteniendo un VPN negativo lo cual nos indica que no se tendrá utilidades en el proyecto, este hecho se sustenta con el valor del TIR el cual fue solo de 1.9 %.

Los resultados obtenidos en el análisis realizado indican que se trata de un proyecto que necesita una gran inversión pero que no aporta una gran rentabilidad lo que ocasiona que se recupere la inversión hasta el año 19.754.

Para un segundo análisis donde de acuerdo a los resultados en Homer[®] el costo promedio de los PML es de de 0.0437 USD/kWh y sumando los CL 's con una tarifa de 0.02 USD/kWh, se tiene una tarifa total de 0.0637 USD/kWh, lo cual representaría un ingreso bruto de \$30,565,200.00 USD y los indicadores financieros TIR y VPN aumentan como se muestra en la Tabla 37.

Tabla 37. Cálculo de los indicadores TIR y VPN.

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
0			-\$372,000,000.00
1	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
2	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
3	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
4	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
5	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
6	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
7	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
8	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
9	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
10	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
11	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
12	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
13	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
14	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
15	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
16	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
17	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
18	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
19	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
20	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
21	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
22	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
23	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
24	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
25	\$ 30,565,200.00	\$ 7,440,000.00	\$ 23,125,200.00
		VPN	-\$162,091,634.17
		TIR	3.72%

Derivado de este análisis se concluye obteniendo un VPN negativo, un total de 16.08 años para el retorno de inversión simple y un valor de TIR igual al 3.72 % como estos resultados se puede afirmar que al aumentar un centavo de dolar se logra aumentar 2.02 puntos el indicador TIR y reducir 3.6 años el tiempo requerido para el retorno de inversión simple. Aunque en este escenario el proyecto continúa sin ser rentable se debe destacar el impacto que se tiene sobre los indicadores financieros y el tiempo de retorno de inversión el aumentar un centavo de dólar, por ello en el siguiente capítulo se realiza un análisis de sensibilidad.

5.8 Costos de inversión para la turbina Seatitan 10 MW

5.8.1 Costo capital

La capacidad instalada del parque off-shore será de 120 MW conformado por 12 turbinas con una capacidad de 10 MW cada una, con base en esta información se puede estimar los gastos de capital aplicando el siguiente cálculo:

$$Tot_C = (3000 \text{ USD}/kW)(120000 \text{ kW}) = 360 \text{ MMUS\$}$$

Para introducir este costo en el software Homer[®] se realizó el cálculo por turbina, teniendo en cuenta que el parque off-shore está conformado por un total de 20 turbinas.

$$C_{AG} = \frac{360,000,000 \text{ USD}}{12} = 30 \text{ MMUS\$/Turbina}$$

5.8.2 Costo de reemplazo

Los costos de reemplazo son aquellos que se originan al cabo de 20 a 25 años donde se requiere volver a invertir en el reemplazo de equipos que dado los años en uso se encuentren dañados, este costo se estima que equivale a un 85 % del costo capital por lo que para el presente proyecto sería de:

$$R_{AG} = \frac{(360,000,000 \text{ USD})(0,85)}{12} = 15,3 \text{ MMUS\$/Turbina}$$

5.8.3 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

El valor estimado para los gastos de operación y mantenimiento fue de 70 \$USD/kW, con base en este dato se realizó el siguiente cálculo:

$$Tot_{O\&M} = (70 \text{ USD}/kW)(120000 \text{ kW}) = 8,400 \text{ MMUS\$}$$

Para el costo equivalente por turbina se dividió el resultado anterior entre las 20 turbinas.

$$O\&M_{AG} = \frac{8,400,000 \text{ USD}}{12} = 0,7 \text{ MMUS\$/Turbina}$$

5.9 Producción eléctrica Seatitan 10 MW

La Figura 81 presenta el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas utilizando los datos históricos de las velocidades del viento de las estaciones virtuales MERRA-2 y ERA5 de donde podemos observar que no existe una diferencia significativa entre ellas lo cual genera una mayor confiabilidad de los datos del viento analizados.

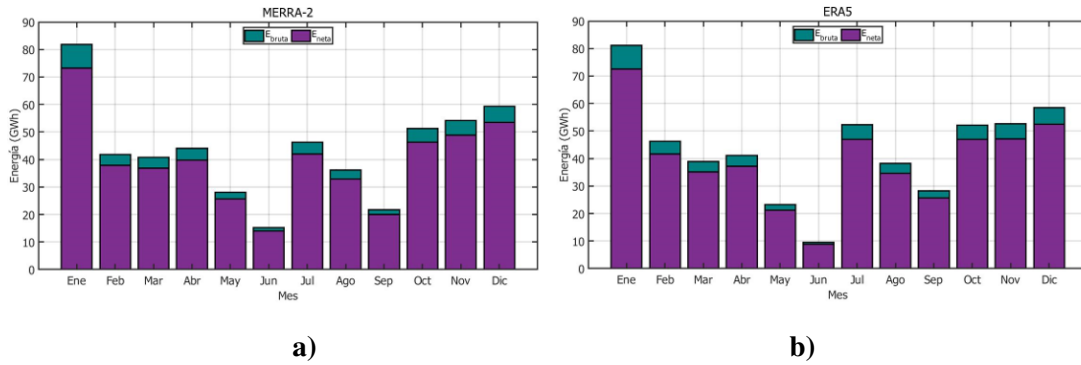


Figura 81. Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.

La Figura 82 presenta el perfil mensual de la producción de energía y las pérdidas que se tendrían para las estaciones virtuales MERRA-2 y ERA5, a través de dos gráficos de barras, observando un comportamiento parecido para ambas estaciones virtuales tanto para la generación de energía como para las pérdidas.

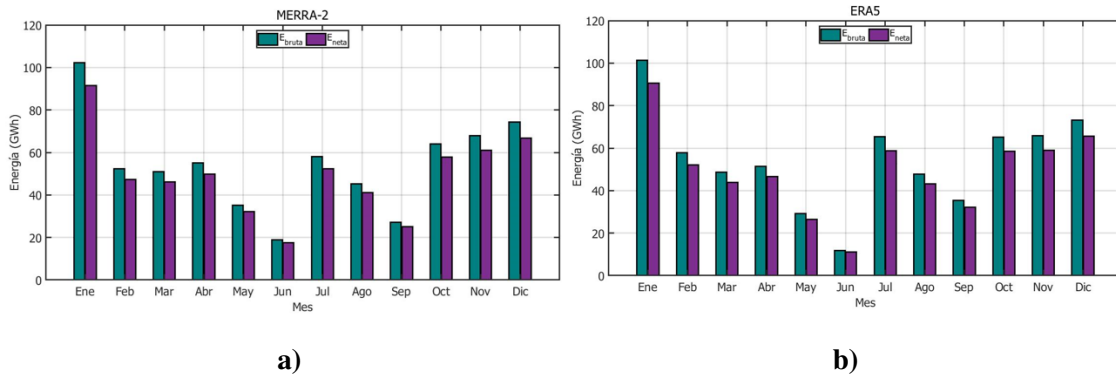


Figura 82. Promedio mensual de la producción eléctrica a) MERRA-2, b) ERA5.

La Tabla 38 presenta los resultados de la estimación anual de la energía eléctrica producida que se obtendrá con cualquiera de las dos estaciones virtuales.

Tabla 38. Pérdidas en el sistema eléctrico.

	MERRA-2	ERA5
Producción bruta	521.128 GWh	522.6013 GWh
Producción neta	488.9187 GWh	489.7147 GWh
Pérdidas de potencia	11.0514 GWh	11.6689 GWh
Pérdidas por efecto estela	21.1578 GWh	21.2176 GWh
Pérdidas (%)	6.18%	6.29%

5.10 Ingresos anuales para la turbina Seatitan 10 MW

La Tabla 39 presenta los ingresos del parque off-shore calculados MATLAB®, para este análisis en MATLAB® se realizó una comparación utilizando la base de datos MERRA-2 y ERA5 cuyos resultados no existe diferencias importantes, lo cual no genera una diferencia significativa en la producción al usar cualquiera de estas dos bases de datos.

Considerando una tarifa de generación energética de 0,0347 USD/kWh y sumando los CL's con una tarifa de 0,02 USD/kWh, se tendría una tarifa total de 0,0547 USD/kWh, lo cual representaría un ingreso \$ 26,743,852.89 USD anualmente para el caso de análisis en MATLAB® con la base de datos MERRA-2.

Tabla 39. Pérdidas en el sistema eléctrico.

Producción neta	MERRA-2		ERA5	
	Producción anual [GWh]	Ingresos USD	Producción anual [GWh]	Ingresos USD
	488.9187	\$ 26,743,852.8900 \$ 16,965,478.89	489.7147	\$ 26,787,394.0900 \$ 16,993,100.09

La Figura 83 muestra el valor anualizado de los ingresos que se tiene en el parque eólico off-shore comparado con el egreso que se tiene por turbina.

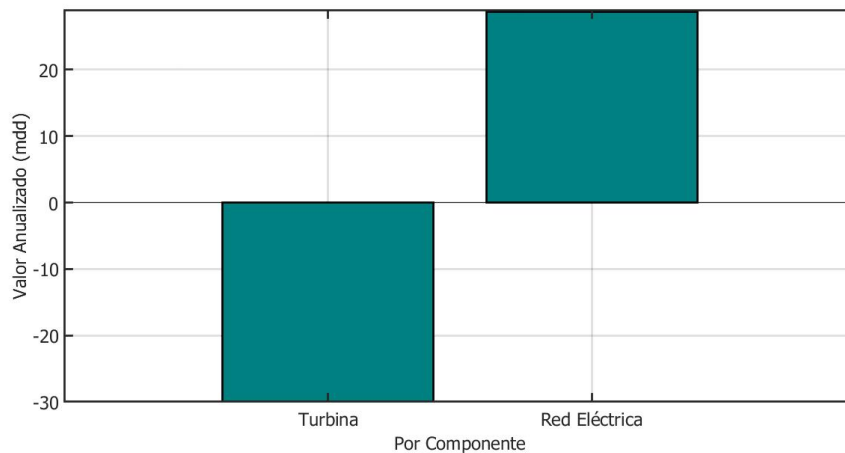


Figura 83. Promedio mensual de la producción eléctrica.

La Figura 84 presenta el flujos de caja del proyecto este término hace referencia a la diferencia existente entre los cobros y los pagos del mismo, de donde se puede apreciar que el valor de la inversión inicial es de \$360 MMUS\$, en comparativa con los ingresos netos los cuales tiene un valor constante anual de \$26.206 MMUS\$ USD para un precio de energía de 0.0637 USD/kWh.

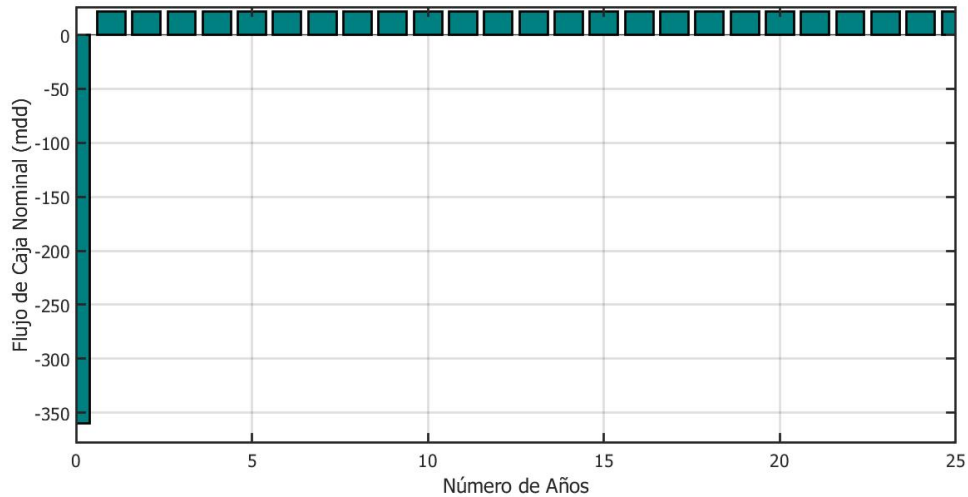


Figura 84. Flujos de caja caso 2.

Con los valores del flujo de caja considerando 2% en gastos de operación y mantenimiento y 4% de tasa interés. En la Figura 85 podemos observar una gráfica que representa el flujo de caja acumulado y los años requeridos para el retorno de inversión en 4 casos los cuales son: el retorno de inversión simple para la energía bruta producida, retorno de inversión simple para la energía neta producida, retorno de inversión con descuento para la energía bruta producida y el retorno de inversión con descuento para la energía neta producida. En los dos últimos casos donde se considera la producción neta el retorno de inversión simple tardaría 13.73 años, mientras que para el retorno de inversión con descuento tardaría 17.94 años.

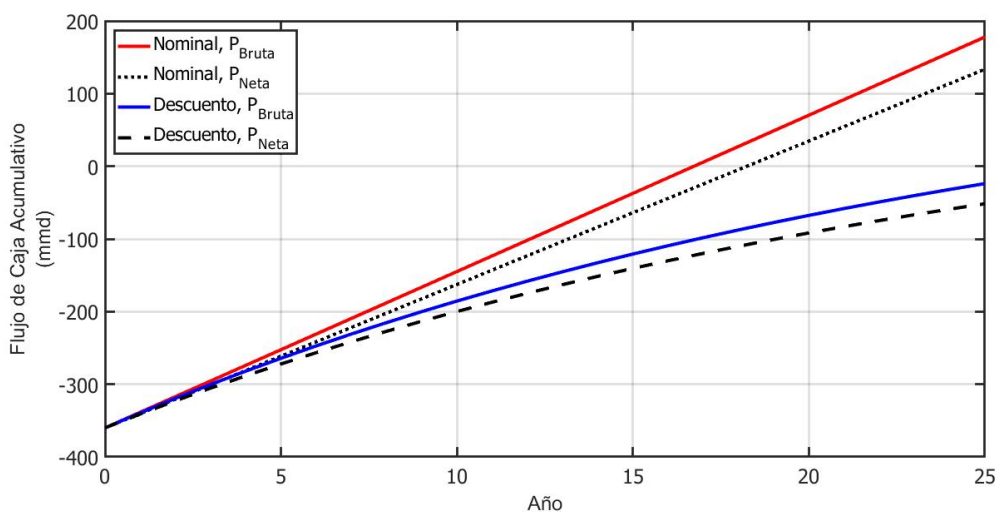


Figura 85. Retorno de inversión caso 2.

La Tabla 40 presenta los ingresos (\$USD) y egresos (\$USD) así como el flujo neto (\$USD) que se tiene durante los 25 años de vida del proyecto, con esta información se calculó los indicadores financieros TIR y VPN.

Tabla 40. Cálculo de los indicadores TIR y VPN.

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
0			-\$360,000,000.00
1	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
2	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
3	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
4	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
5	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
6	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
7	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
8	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
9	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
10	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
11	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
12	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
13	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
14	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
15	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
16	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
17	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
18	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
19	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
20	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
21	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
22	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
23	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
24	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
25	\$ 28,716,100.00	\$ 7,200,000.00	\$ 21,516,100.00
		VPN	-\$176,697,499.26
		TIR	3.36%

Derivado de este análisis se concluye obteniendo un VPN negativo lo cual nos indica que no se tendrá utilidades en el proyecto, esto se sustenta con el valor del TIR el cual fue solo de 3.36 %.

Los resultados obtenidos en el análisis realizado indican que se trata de un proyecto que necesita una gran inversión pero que no aporta una gran rentabilidad lo que ocasiona que se recupere la inversión hasta el año 16.7.

Para un segundo escenario considerando el costo promedio de los PML de 0.0437 USD/kWh y sumando los CL 's con una tarifa de 0.02 USD/kWh, se tiene una tarifa total de 0.0637 USD/kWh, lo cual representaría un ingreso bruto de \$ \$33,406,200.00 USD y los indicadores financieros TIR y VPN aumentan como se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41. Cálculo de los indicadores TIR y VPN.

AÑOS	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO
0			\$ (360,000,000.00)
1	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
2	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
3	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
4	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
5	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
6	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
7	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
8	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
9	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
10	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
11	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
12	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
13	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
14	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
15	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
16	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
17	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
18	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
19	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
20	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
21	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
22	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
23	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
24	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
25	\$ 33,406,200.00	\$ 7,200,000.00	\$ 26,206,200.00
		VPN	-\$134,125,273.87
		TIR	5.26%

En este escenario se continúa teniendo un VPN negativo, pero el total de años para el retorno de inversión simple disminuyó a 13.7, el valor de TIR aumento a 5.26 % con estos resultados se puede afirmar que al aumentar un centavo de dólar se logra aumentar 1.9 puntos el indicador TIR y reducir 3 años el tiempo requerido para el retorno de inversión simple. Aunque en este escenario el proyecto continúa sin ser rentable se debe destacar el impacto que se tiene sobre los indicadores financieros y el tiempo de retorno de inversión el aumentar un centavo de dólar, por ello en el siguiente capítulo se realiza un análisis de sensibilidad.

5.11 Conclusiones

La Tabla 42 presenta el resumen de los indicadores importantes obtenidos en el estudio anterior para cada una de las dos turbinas en evaluación y considerando un precio de generación de 0.0637 USD/kWh. Con estos resultados podemos concluir afirmando

Tabla 42. Cálculo de los indicadores TIR y VPN.

	Repower6.2M126 124MW	Seatitan10MW 120 MW
Producción neta anual	441.2998 GWh	488.9187 GWh
Inversión inicial	\$ 372,000,000,000.00	\$ 360,000,000,000.00
Inversión inicial por turbina	\$ 18,600,000,000.00	\$ 30,000,000,000.00
Retorno de inversión simple	16.1 años	13.7 años
Retorno de inversión con descuento	26.2 años	20.3 años
TIR	3.72%	5.26%
VPN	-\$162,091,634.17	-\$134,125,273.87

que se tendrá un menor tiempo de retorno de inversión si se utiliza la turbina Setitan 10 MW, pero el proyecto no será rentable con las condiciones dadas, las cuales considera un precio de generación bajo en comparativa con otros países y un costo capital alto de 3000 USD/kWh. Estos resultados presentan un campo de oportunidad para realizar un análisis de sensibilidad y determinar bajo que condiciones comenzará a ser rentable la creación del parque off-shore en la zona propuesta.

6 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad financiero es un término, utilizado en las empresas para tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN (en un proyecto, en un negocio, etc.), al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes, etc.) De este modo teniendo los nuevos flujos de caja y el nuevo VAN podremos calcular y mejorar nuestras estimaciones sobre el proyecto que vamos a comenzar en el caso de que esas variables cambiasen o existiesen errores de apreciación por nuestra parte en los datos iniciales.

Para hacer el análisis de sensibilidad tenemos que comparar el VAN antiguo con el VAN nuevo y nos dará un valor que al multiplicarlo por cien nos da el porcentaje de cambio.

$$VAN = \frac{VAN_n - VAN_e}{VAN_e} \quad (9)$$

donde:

VAN_n = VAN nuevo.

VAN_e = VAN antiguo.

La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, los cuales se clasifican en los siguientes:

Pesimista: Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto.

Probable: Éste sería el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.

Optimista: Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo.

Así podremos darnos cuenta que en dos inversiones donde estaríamos dispuestos a invertir una misma cantidad, el grado de riesgo y las utilidades se pueden comportar de manera muy diferente, por lo que debemos analizarlas por su nivel de incertidumbre

Se realizó el análisis de sensibilidad para el caso particular de la turbina Setitan 10 MW ya que fue la turbina que tiene un menor tiempo de retorno de inversión, las variables que se consideraron constantes en este análisis fueron el costo capital, gastos de operación y mantenimiento, y la tasa de interés.

La Figura 86 presenta una gráfica de los diferentes valores que tendrá el indicador VPN según el precio que se tenga de generación de energía, como podemos apreciar en esta gráfica considerando un 10% de tasa de descuento el punto de equilibrio estaría dado para un precio de energía igual a \$0.091 USD/kWh, comenzando a generar utilidades para un precio mayor a este, tal es el caso de tener un precio de generación de energía igual al que se presentó en el mes mayo donde este precio ronda los \$0.125 USD/kWh lo que generaría una utilidad de 150 millones de dólares.

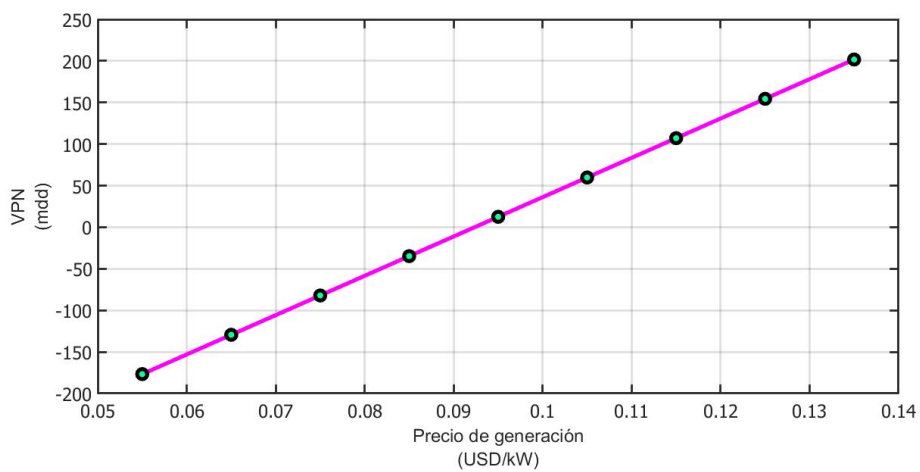


Figura 86. VPN vs precios de generación.

la Figura 87 muestra el comportamiento que se tendría en el indicador TIR si varían los precios de la generación de energía en México. Como se observa en la gráfica el proyecto comenzará a ser rentable cuando se tenga un precio de generación mayor a \$0.09 USD/kWh lo equivalente a \$1.8 pesos/kWh.

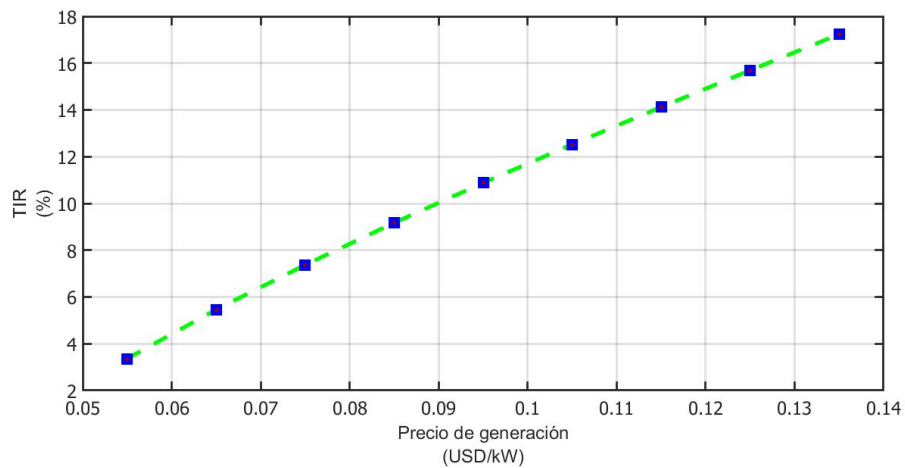


Figura 87. TIR vs precios de generación.

La Figura 88 presenta la gráfica comparativa de la variación de los precios de energía con respecto al tiempo de retorno de inversión con descuento, destacando que para el primer rango de incremento del precio de energía de 0.055 a 0.065 USD/kWh el tiempo de retorno de inversión disminuyó 8.2 años mientras que para el rango 0.055 a 0.65 USD/kWh el tiempo disminuyó a 4.4 años, para el rango máximo en estudio comprendido entre los 0.11 a 0.13 USD/kWh podemos apreciar que no existe un cambio drástico en el tiempo que se requiere para el retorno de inversión.

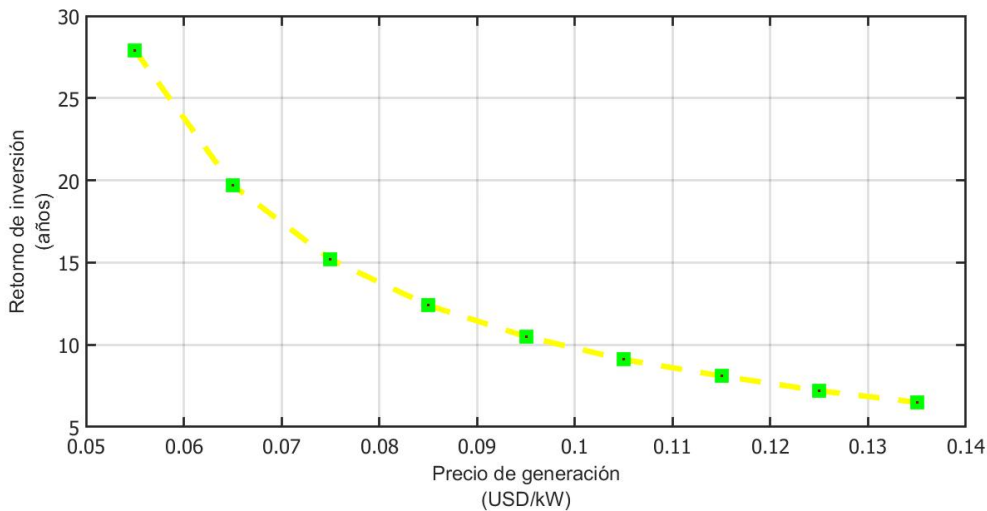


Figura 88. Retorno de inversión vs precios de generación.

La Figura 89 presenta una gráfica resumen de los años necesarios para el retorno de inversión y el valor TIR que se genera para diferentes precios de la generación de energía, determinando con ello que el escenario optimista sería a partir del precio de 0.10 USD/kWh donde se tendría un retorno de inversión para el año 9.1 con un valor de TIR igual al 12.52 %.

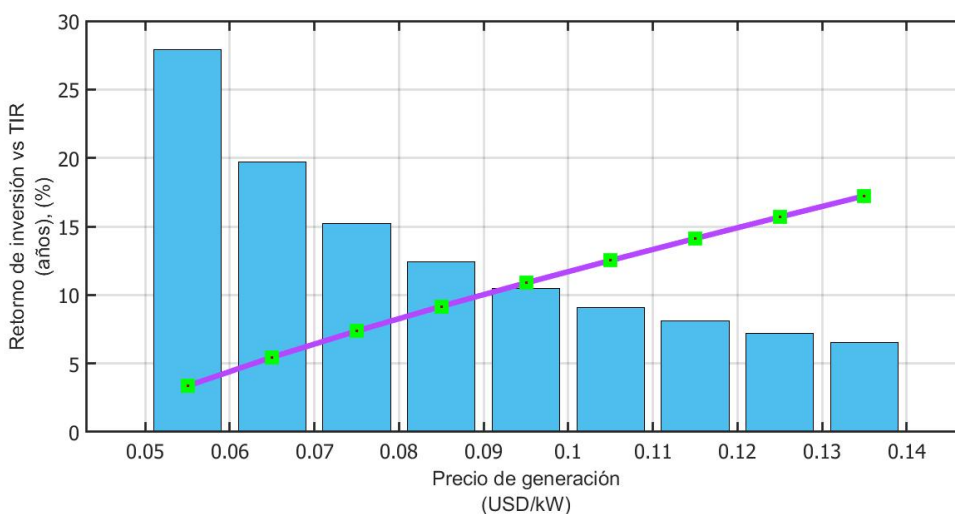


Figura 89. Retorno de inversión vs TIR vs precios de generación.

La Figura 90 presenta la gráfica resumen del valor VPN y el valor TIR que se genera para diferentes precios de la generación de energía, observando que mientras se tenga un valor de TIR menor a 10 % el proyecto generará pérdidas económicas.

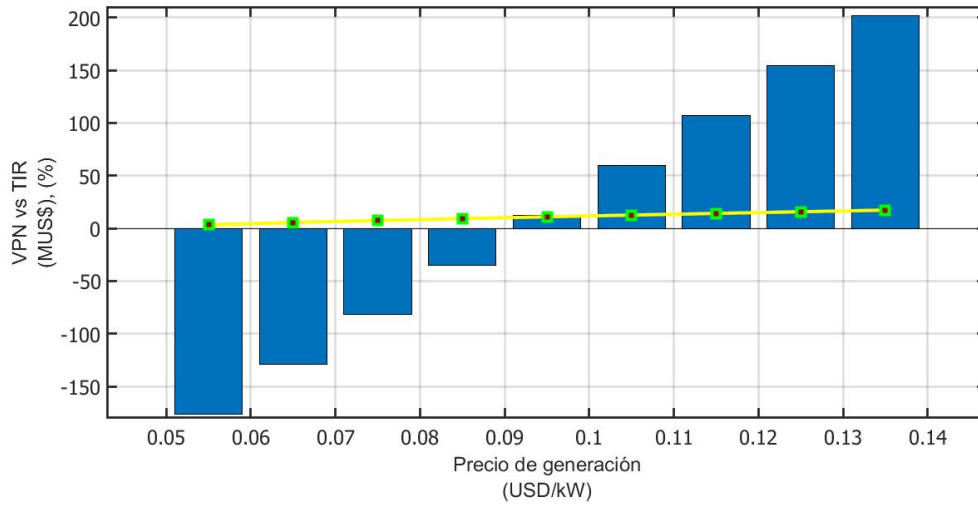


Figura 90. VPN vs TIR vs precios de generación.

La Figura 91 presenta la gráfica resumen del valor VPN y los años de retorno que se genera para diferentes precios de la generación de energía, donde observamos que a partir de tener valores del indicador VPN positivo los años del retorno de inversión no tienen cambios considerables fluctuando entre los 10 años.

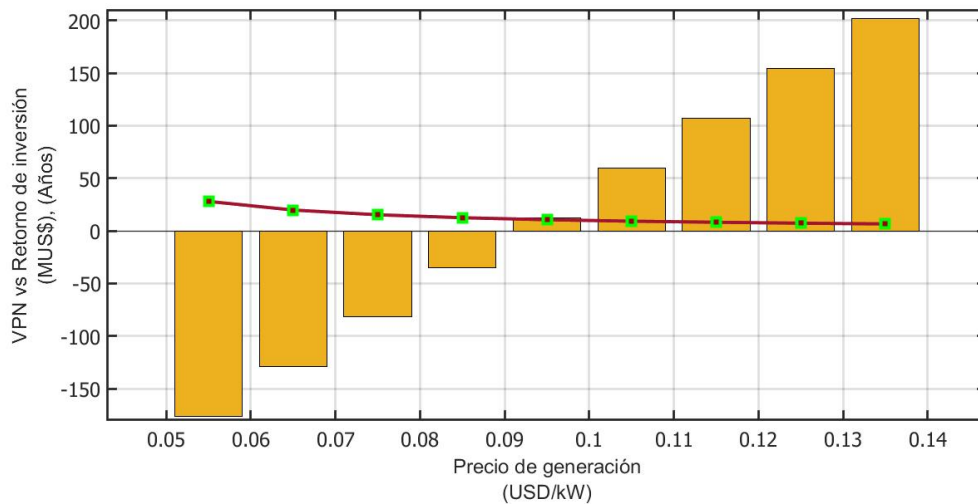


Figura 91. VPN vs retorno de inversión vs precios de generación.

Para un primer caso del estudio de sensibilidad se realizó una variación en los costos de capital desde los 1,600 hasta 3,600 \$USD/kWh y el interés real contemplando valores desde 0 al 10 %, con la finalidad de ver como este cambio afecta el valor del costo nivelado de energía (COE) la Figura 92 presenta una gráfica tridimensional con los diferentes escenarios que se presenta, dado que el COE debe ser menor al precio de la energía y considerando un precio promedio de la misma de 0.0437 \$USD/kWh este condición se cumple solo para el área que se encuentra representada con tonalidades naranja y amarillo.

Para los casos donde se presenta un costo de capital alto hasta a los \$3,600 USD/kW pero con una tasa de interés baja que no exceda el 6 % se tendrá un valor de COE aceptable por debajo del precio de generación que tiene el nodo en estudio. En casos donde se presenta una tasa de interés alta cercana al 10 % el costo de capital no debe exceder \$2,800 USD/kW para que se siga cumpliendo la condición de un valor para el COE menor al precio de generación.

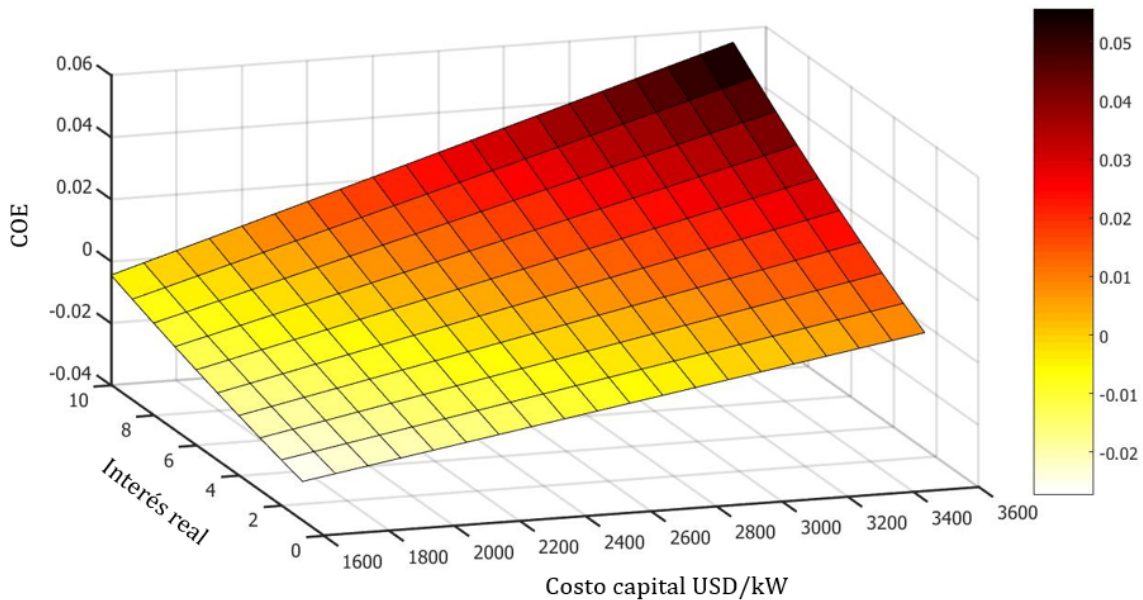


Figura 92. Costo Nivelado de la Energía (USD/kW).

Para un segundo caso del estudio de sensibilidad se realizó una variación en los costos de capital desde los 1,600 hasta 3,600 \$USD/kWh y el interés real contemplando valores desde 0 al 10 %, con la finalidad de ver como este cambio afecta el valor del costo presente neto la Figura 93 presenta una gráfica tridimensional con los diferentes escenarios que se presentan donde el área que se encuentra representada con tonalidades naranja y rojo represeta un valor presente neto positivo lo que se traduce a la rentabilidad del proyecto.

Como podemos observar en la gráfica 3D si se tiene un costo capital mayor a \$3,400 USD/kW el proyecto no será rentable aún cuando se tenga una tasa de interés cercana a cero, mientras que para escenarios optimistas donde se tenga un costo capital menor a \$2,200 USD/kW se generarán ganancias aún cuando se tenga una tasa de interés cercana al 10 %.

Para el caso particular del análisis de este proyecto donde se estimó un costo capital de \$3000 USD/kW podemos destacar que mientras se tenga una tasa de interés mayor a 3 % el proyecto no generará ganancias, solo pérdidas al tener un valor NPC negativo, si la tasa de interés es igual a 3 % se tendría un valor NPC igual a 10.47 MMUSD\$ comenzando a ser factible bajo estas condiciones.

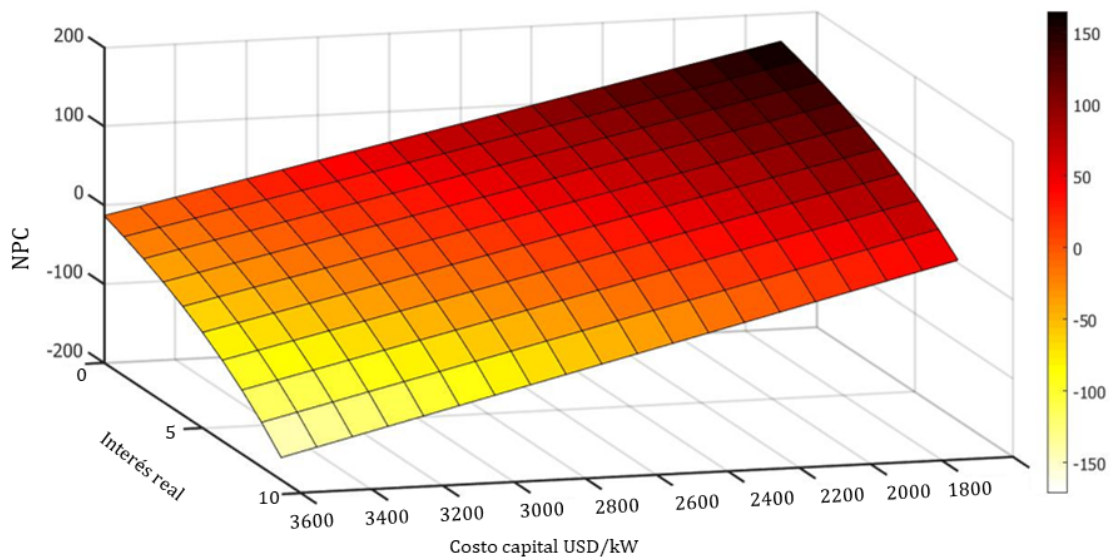


Figura 93. Costo presente neto.

7 Conclusiones

De acuerdo con el análisis del recurso eólico frente a las costas del municipio de Salina Cruz, la zona 1 con coordenadas Latitud:16, Longitud:-95, se considera como un sitio con buen recurso eólico al tener una velocidad promedio de 9.25 m/s a 100 m de altura, en esta zona se realizó una comparación de los datos históricos del viento que proporcionan las estaciones virtuales MERRA-2 y ERA5 de donde podemos concluir que la velocidad promedio entre ambas no difiere significativamente sin embargo la distribución en el histograma no fue la misma, siendo para el caso de MERRA-2 unimodal y en el caso de ERA5 bimodal, dado que en el mar la turbulencia es baja y considerando la velocidad promedio del viento de 9.25 m/s y dado que en el mar la turbulencia es menor, se puede afirmar que los aerogeneradores idóneos para su emplazamiento en esta zona son de clase II de acuerdo a la norma IEC-614000.

Se presentaron dos propuestas de la distribución del parque eólico off-shore la primera se utilizaron 20 aerogeneradores Repower6.2M126 en la segunda se utilizaron 12 aerogeneradores Seatitan 10 MW la distribución que generó menos pérdidas de potencia y caída de tensión fue la segunda propuesta que se conformó de 4 circuitos con 3 aerogeneradores cada uno.

Se comparó también la producción de energía para cada una de las dos turbinas en estudios, como resultado las 20 turbinas Repower6.2M126 tendrían una producción anual de 441.2998 GWh mientras que las 10 turbinas Seatitan 10 MW producirían anualmente 488.9187 GWh con esto se concluye afirmando que si se utilizan las 12 turbinas Seatitan 10 MW se tendrá una mayor producción de energía y menores pérdidas.

Pese a que se tiene una mayor producción de energía al utilizar la turbina Seatitan de 10 MW los resultados del estudio financiero no fueron favorables para la implementación del proyecto ya que el valor del indicador TIR fue de 5.26 % lo cual se considera bajo para invertir en cualquier proyecto, este resultado se asocia a los bajos precios de la electricidad en México debido a que provienen en su mayor parte de la quema de combustibles fósiles.

Dado que el proyecto no es factible con la condiciones actuales se realizó un análisis de sensibilidad donde se determinó que para un costo capital \$3,000 USD/kW, 2 % de gastos (O&M), una tasa de interés real 4 % y con un precio de generación de energía mayor a 0.09 \$USD/kWh el proyecto comenzaría a ser factible con un TIR mayor al 10 %, una utilidad alrededor de \$12,541,307.62 USD durante el periodo de vida útil del proyecto, y un periodo de retorno de inversión menor a 10 años, otro escenario optimista se presenta al tener costo capital menor a \$2,200 USD/kW para un precio de generación de \$0.0637 USD/kWh ya que se obtendría valores positivos para VPN significando ganancias aun cuando se tenga una tasa de interés cercana al 10 %, solo bajo alguna de estas condiciones el invertir en la creación del parque eólico off-shore, frente a las costas del municipio de Salina Cruz, Oaxaca será rentable.

Referencias

- [1] González, I. Estudio de implementación de un parque eólico off-shore flotante en la costa de cantabria, Tesis de Maestría, Universidad de Cantabria Escuela Politécnica de Minas y Energía, 2018.
- [2] Fernández, A. Diseño de parques eólico off-shore, Tesis de Maestría, Universidad del país Vasco, 2019.
- [3] INGESA, Parque eólico San Dionisio del mar, SEMARNAT, 2009.
- [4] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Offshore Wind Research [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/offshore-wind.html>
- [5] IEC 61400-2, “Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines”, 20017, International standard.
- [6] IEC 61000-1, “Wind turbines – Part 1: Design requirements”, 2005, International standard.
- [7] Energy Efficiency & Renewable Energy, “Offshore Wind Market Report: 2021 Edition”, 2021.
- [8] CFE, Catálogo de precios del suministrador. Precios base a junio del 2019. Dirección general, coordinación de distribución, 2019.
- [9] A. A. Teyabeen, F. R. Akkari and A. E. Jwaid, “Comparison of Seven Numerical Methods for Estimating Weibull Parameters for Wind Energy Applications”, 2017 UKSim-AMSS 19th International Conference on Computer Modelling and Simulation (UKSim), Cambridge, 2017, pp. 173-178.
- [10] Ortiz, E., Ríos, A., Ramírez, A. Dorrego, J. & Iracheta, R. “Main Challenges for Designing a Off-Shore a Wind Farm in Mexico,” 2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIX), 2019, pp. 1-7, doi: 10.1109/CONCAPANXXXIX47272.2019.8977066.
- [11] Muñoz, J.I., Toledo, D. & Guajardo, I.N. “Diseño y análisis de la viabilidad técnica-económica de 3 parques eólicos en las costas de Campeche, Tabasco y Yucatán” Trabajo de evaluación Diseño de sistemas eólicos, 2021.