

Treball de Fi de Grau

**Grau en Enginyeria en Tecnologies Industrials  
(GETI)**

**Islas de Energía: Estudio y Determinación de  
Costes**

**MEMORIA**

**Autor:** Francisco Javier Cases Alcover

**Director:** Oriol Gomis Bellmunt

**Convocatòria:** Primavera 2023



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resumen

Este proyecto tiene como objetivo principal realizar un estudio integral de una isla de energía y determinar sus costes correspondientes. La primera tarea consiste en un análisis teórico y la segunda se lleva a cabo mediante la automatización de los costos empleando el software Python. A partir de esto, se obtiene un análisis cualitativo, en lugar de cuantitativo, se proporciona a especialistas y equipos de proyecto una herramienta base que podrán adaptar según las necesidades específicas de cada proyecto. Este estudio sirve como punto de partida para futuros análisis de rentabilidad.

## Resum

Aquest projecte té com a objectiu principal realitzar un estudi integral d'una illa d'energia i determinar els seus costos corresponents. La primera tasca consisteix en una anàlisi teòric i la segona es porta a terme mitjançant l'automatització dels costos utilitzant el programari Python. A partir d'això, s'obté una anàlisi qualitatiu, en lloc de quantitatiu, es proporciona a especialistes i equips de projecte una eina base que podran adaptar segons les necessitats específiques de cada projecte. Aquest estudi serveix com a punt de partida per a futurs anàlisis de rendibilitat.

## Abstract

This project's main goal is to conduct a comprehensive study of an energy island and determine its corresponding costs. The first task involves a theoretical analysis, and the second is carried out by automating costs using Python software. From this, a qualitative analysis, rather than a quantitative one, is obtained, providing specialists and project teams with a base tool that can be adapted to the specific needs of each project. This study serves as a starting point for future profitability analyses.



# Tabla de Contenidos

<b>Resumen.....</b>	<b>3</b>
<b>Resum.....</b>	<b>4</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>5</b>
<b>Listado de Figuras.....</b>	<b>9</b>
<b>Listado de Tablas.....</b>	<b>11</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>12</b>
Motivación.....	12
Alcance del trabajo.....	12
Consideraciones.....	13
Objetivos.....	13
<b>1. Potencial energético.....</b>	<b>14</b>
1.1 Fuentes de energía renovables.....	14
1.2 Algoritmo para la producción de energía.....	14
1.2.1 Datos de partida.....	15
1.2.2 Tratamiento de datos.....	15
1.2.3 Extrapolación de los datos de la velocidad del viento.....	16
1.2.4 Cálculo de las capacidad de producción de energía eólica.....	17
1.2.5 Script.....	18
2.1 Metocean investigation:.....	23
2.2 Seabed investigation:.....	24
2.2.1 Estudios geofísicos:.....	24
2.2.2 Geotécnicos:.....	24
2.3 Environmental investigation:.....	25
<b>3. Selección de la tecnología.....</b>	<b>26</b>
3.1 Definición y componentes de una planta eólica marina.....	26
3.2 Corriente continua vs Corriente alterna.....	27
3.2.1 Corriente continua.....	27
3.2.2 Corriente alterna.....	28
3.3 Otros elementos.....	29
3.4 Script:.....	30
3.4.1 Internal Grid.....	30
3.4.2 Modelización de la línea de transmisión.....	48
<b>4. Diseño de una isla de energía.....</b>	<b>63</b>
4.1 Hipótesis.....	63
4.2 Normativa.....	64
4.3 Diseño de la infraestructura.....	64
4.3.1 Elección del tipo de infraestructura:.....	64
4.3.2 Diseño conceptual de la superestructura.....	65
4.3.3 Diseño conceptual de los pilares:.....	68
4.3.3 Diseño definitivo.....	69
<b>5. Construcción de la isla de energía.....</b>	<b>72</b>

5.1 Construcción de los aerogeneradores.....	72
5.1.1 Cimentación.....	72
5.1.2 Aerogenerador y plataforma de transición.....	73
5.2 Construcción de la isla artificial.....	75
5.2.1 Pilares.....	75
5.2.2 Superestructura.....	79
5.3 Script.....	81
5.3 Script cálculo coste aerogeneradores.....	81
5.3 Script cálculo coste isla artificial.....	87
<b>Resultados.....</b>	<b>107</b>
<b>Planificación.....</b>	<b>108</b>
<b>Estudio Ambiental.....</b>	<b>109</b>
<b>Estudio económico.....</b>	<b>110</b>
<b>Estudio social y de igualdad de género.....</b>	<b>111</b>
<b>Conclusiones.....</b>	<b>112</b>
Valoración de cumplimiento de los objetivos.....	112
Perfeccionismos y propuestas futuras.....	113
<b>Anexos.....</b>	<b>114</b>
Anexo 0.....	114
Anexo I.....	115
Anexo II.....	122
Anexo III.....	125
Anexo IV.....	148
Anexo V.....	158
<b>Bibliografía.....</b>	<b>160</b>



## Listado de Figuras

Figura 1. Histograma frecuencia-velocidad del viento.....	15
Figura 2. Fragmento del Código del Tratamiento de Datos.....	20
Figura 3. Fragmento del Código del Cálculo de la Capacidad de Producción.....	22
Figura 4. Esquema de una planta de energía eólica marítima. [24].....	27
Figura 5. Representación y fórmulas básicas de la corriente continua. [36].....	28
Figura 6. Representación y fórmulas básicas de la corriente alterna. [37].....	28
Figura 7. Principales tecnologías de los distintos sistemas de almacenamiento. [38].....	29
Figura 8. Fragmento del código para el cálculo de metros de una tipología string.....	32
Figura 9. Fragmento del código para la representación de una “internal grid” de tipología string.....	36
Figura 9. Representación de una tipología string.....	36
Figura 10. Parámetros de Cable XLPE para 45kV. [43].....	38
Figura 11. Fragmento de código de la primera selección de secciones de cable para una tipología string.....	42
Figura 12. Fragmento de código de la selección final de secciones de cable para una tipología string.....	45
Figura 13. Modelización de la internal grid, tipología string.....	48
Figura 14. Modelización de la línea de transmisión.....	62
Figura 15. Diseño preliminar de la superestructura.....	66
Figura 16. Automatización del cálculo de tiempo de instalación del conjunto plataforma-aerogenerador.....	74
Figura 17. Automatización del cálculo de tiempo de instalación de los pilotes y pilares.....	77
Figura 18. Automatización del cálculo de los costes de instalación de los pilotes y pilares a diferentes profundidades.....	78
Figura 19. Automatización del cálculo del tiempo de instalación de los módulos.....	81
Figura 20. Automatización del cálculo del coste de construcción de los aerogeneradores...86	
Figura 21. Fragmento de código auxiliar para el cálculo de los pares de contacto y el tiempo de instalación de la isla artificial.....	97
Figura 22. Automatización del cálculo del coste de perforación.....	99
Figura 23. Automatización del cálculo del coste de pilares y pilotes.....	102
Figura 24. Automatización del cálculo del coste de la plataforma.....	106
Figura 25. Automatización del cálculo del coste de construcción de la isla de energía.....	106
Figura 38. Diagrama de Gantt para la planificación del proyecto.....	108
Figura 26. Efecto de la temperatura sobre la curva I-V. [47].....	116
Figura 27. Curva de potencia teórica típica de un aerogenerador. [6].....	120
Figura 28. Representación esquemática de una góndola de aerogenerador sin trafo [19].	127
Figura 29. Croquis de topologías de parques eólicos. String (izquierda), looped string (centro), estrella (derecha). [22].....	128
Figura 30. Inversiones iniciales y eficiencias de ambas corrientes. [31].....	132
Figura 31. Capacidad de transmisión de un sistema HVAC y HVDC. [32].....	133
Figura 32. Triángulo de Potencias.....	136
Figura 33. Comparación de la densidad de potencia y densidad de energía de diferentes	

tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51].....	141
Figura 34. Comparación de la energía específica y la potencia específica de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51].....	142
Figura 35. Comparación de la potencia nominal y la capacidad de energía nominal con la duración de descarga a la potencia nominal de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía.....	142
Figura 36. Comparación de las características técnicas de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51].....	142
Figura 37. Capacidad global de almacenamiento de energía instalada de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51] y [38].....	143

## Listado de Tablas

Tabla 1. Criterio de elección de la plataforma.....	65
Tabla 2. Criterio de elección de tipo de estructura base para los aerogeneradores.....	70
Tabla 3. Criterio de elección de tipo de estructura fija para los aerogeneradores.....	71
Tabla 6. Costes asociados al proyecto.....	110
Tabla 4. Constantes Reactor Compensador.....	125
Tabla 5. Criterio de elección del sistema de almacenamiento.....	143

# Introducción

## Motivación

Durante las últimas décadas, ha habido un aumento significativo en la concienciación sobre el impacto del ser humano en el medio ambiente. Cada vez más, se busca reducir este impacto y reemplazar fuentes de energía contaminantes y perjudiciales por fuentes de energía renovable. Recientemente, debido a la guerra con Rusia y la escasez de gas, se ha acelerado el desarrollo de un ambicioso proyecto conocido como "North Sea Wind Power Hub". Este proyecto tiene como objetivo liberar a Dinamarca y ,potencialmente, a otros países europeos, de su dependencia del gas, promoviendo una mayor sostenibilidad y proporcionando energía económica a más de 5 millones de hogares [48]. Ante un proyecto de esta envergadura e innovación, capaz de representar un salto cualitativo y cuantitativo gigantesco hacia un futuro sostenible, sentí una fuerte atracción por investigarlo.

## Alcance del trabajo

Una "isla de energía" es una infraestructura planificada en el entorno marino capaz de generar, distribuir y almacenar energía renovable. Su principal "asset" es la capacidad de actuar como centro de conexión centralizada para varios parques eólicos marinos y como centro de distribución para varios países, así como servir como centro de investigación y desarrollo, impulsando la innovación. Este es un proyecto interdisciplinar, amplio, e innovador, el primero de su tipo, por lo que no existe información previa disponible al respecto menos aquello que va actualizando el ministerio de energía danés, quien es su principal promotor; "North Sea Wind Power Hub".

Inicialmente, se consideró la posibilidad de la realización de un estudio completo de las islas de energía y un análisis de su rentabilidad. Sin embargo, rápidamente se descartó este último ya que requeriría un complejo estudio de demanda a nivel europeo, utilizando datos históricos y complejas técnicas de "forecasting", además de la elaboración de un plan económico detallado, y se optó por limitar el alcance del trabajo al estudio de las islas de energía y al análisis, exclusivamente, de sus costes asociados. Estos son, principalmente, tres: "[Devex](#)", "[Capex](#)", "[Opex](#)". Tanto el primero como el segundo son objeto de estudio, ya que mediante ellos se puede demostrar su viabilidad técnica y financiera, mientras que el tercero no, ya que los costes operativos pueden depender de numerosos factores desconocidos como son: el rendimiento real, el mantenimiento, la eficiencia operativa, etc. Hacer pronósticos precisos de estos en una etapa temprana de proyecto innovador puede ser altamente incierto.

## Consideraciones

Una parte esencial de este trabajo es la automatización del cálculo de los costes utilizando Python; esto agiliza el proceso en gran medida, otorgando una mayor eficiencia, y brinda a especialistas y equipos de proyecto una herramienta base con la que poder trabajar y modificar a voluntad en función de las necesidades específicas de cada proyecto. Todos los códigos son de elaboración propia y se explican en detalle en la memoria. Además, se ha creído conveniente realizar una “toy case” para la comprobación de los mismos, ya que todo y que en papel sigan una lógica correcta, es importante comprobar que funcionan correctamente. Tanto los fragmentos de código como sus “toy case” se encuentran en una serie de archivos de extensión “ipynb” adjuntos a la memoria. Estos están comentados de forma que cualquier persona pueda entenderlos.

Por último, con el fin de presentar la información de la forma más ordenada y sintética posible, se ha optado por utilizar un anexo en el que se puedan ir consultando fórmulas y definiciones a medida que se avanza. Aquellos conceptos que tengan su respectiva explicación en él están marcados con el color azul.

## Objetivos

El objetivo general del trabajo es el de realizar un estudio general de una isla de energía y determinar sus costes correspondientes. Los objetivos particulares serían.

1. Conocer los estudios previos necesarios a realizar para saber determinar las mejores localizaciones para una isla de energía.
2. Proponer un sistema de diseño y construcción.
3. Realizar un modelo para el análisis de la línea para la correcta selección de la tecnología y su correspondiente coste.
4. Realizar un modelo para el cálculo del coste de construcción.
5. Reforzar y ampliar los conocimientos de ingeniería eléctrica del grado.
6. Reforzar y ampliar los conocimientos de Python del grado.
7. Aprender sobre programas especializados en la simulación de líneas de transmisión.

# 1. Potencial energético

El primero de los estudios consiste en evaluar el potencial energético de una zona de estudio. Para ello, es imprescindible escoger qué fuente de energía se va a explotar y desarrollar un algoritmo con el que poder cuantificarlo. Los costes originados de dicho estudio se clasifican como “Devex”.

## 1.1 Fuentes de energía renovables

Las fuentes de energía renovables marinas aprovechan los recursos naturales del océano para generar electricidad de manera sostenible; ejemplos de ellas son: la energía eólica marina, la undimotriz y la energía de las corrientes marinas entre otras. En este proyecto, al tomar como referencia el ambicioso proyecto danés, situado en el mar del norte, la energía eólica será la opción escogida. Esta es, sin lugar a duda, una decisión inteligente, ya que la energía eólica marina acumula una gran experiencia en esa región y ha probado ser eficiente y rentable.

Dicho esto, se decidió comparar la energía eólica y la solar, dos de las fuentes de energía más eficientes y desarrolladas, mediante un [estudio para determinar si cabía la posibilidad de realizar una isla de energía solar](#), pero se acabó determinando que, en efecto, la energía eólica, en este contexto, es la mejor opción.

Gracias a este estudio, se obtuvo un conocimiento más profundo de los principales parámetros que afectan a la producción de energía eólica, los cuales son fundamentales determinantes para identificar las zonas con mayor potencial energético. Estos son:

1. [Velocidad del viento](#).
2. [Turbulencias](#).
3. [Densidad del aire](#).

## 1.2 Algoritmo para la producción de energía

Para el desarrollo de un algoritmo preciso y realista, es fundamental contar con datos de viento fiables en los que poder basar el análisis. Una vez los datos han sido tratados, se procede al cálculo de la producción de energía.

### 1.2.1 Datos de partida

Los datos pueden provenir de mediciones en estaciones meteorológicas, boyas o incluso simulaciones. Independientemente de su origen, se debe trabajar con conjuntos de datos que contengan información sobre la velocidad del viento, en metros por segundo, para cada hora a lo largo de un período mínimo de un año.

### 1.2.2 Tratamiento de datos

Los datos iniciales pueden presentar errores en las series históricas que pongan en entredicho su fiabilidad, por lo que deben ser corregidos. Estos errores pueden deberse a problemas en la medición, falla de instrumentos, etc. Para corregirlos, se hace uso de una rutina, desarrollada en lenguaje Python para agilizar el proceso.

En un inicio, la rutina carga 2 archivos: el archivo de interés y otro archivo con un año completo. Una vez cargados, se procede a eliminar los registros correspondientes al 29 de febrero, con el fin de homogeneizar los datos, y se comparan ambos archivos; si el código detecta que a la serie de interés le falta una franja horaria, ya sea al principio, mediados o finales de la serie, la introduce dejando la celda vacía, y en caso de encontrar un valor anómalo, lo sustituye por un valor vacío. A continuación, se rellenan estas celdas que no tienen ningún valor haciendo uso de la interpolación lineal. Finalmente, la salida de la rutina es una matriz con las franjas horarias y los valores de velocidad de viento correspondiente a cada hora, y la frecuencia en la que aparecen estos debería seguir un forma similar a la de la siguiente figura:

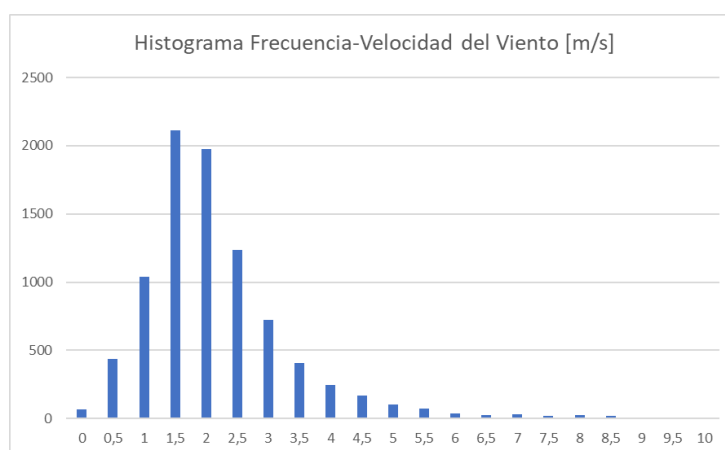


Figura 1. Histograma frecuencia-velocidad del viento.

Una vez tratados los datos provenientes del lugar de medición, es necesario extrapolarlos a la altura y distancia de la zona de estudio para obtener las estimaciones precisas de la velocidad del viento.

### 1.2.3 Extrapolación de los datos de la velocidad del viento

El viento experimenta cambios en su velocidad a medida que aumenta la altura, debido a factores como las variaciones de temperatura vertical, la estabilidad atmosférica y la configuración del terreno o del mar; todo esto se explica en mecánica de fluidos mediante la capa límite mecánica y térmica. Es de aquí donde se deriva que existe un límite en el cual la velocidad del viento deja de ser afectada. Para determinar la velocidad en función de la altura, se hará una aproximación suponiendo una atmósfera neutra y homogénea (sin turbulencias mecánicas, la variación de temperatura coincide con el gradiente adiabático seco y concentración o densidad constante), mediante [ley exponencial de hellmann](#).

Pero además de la diferencia de alturas, la localización del de la isla también juega un papel importante en la estimación de la velocidad del viento. La distancia entre la isla y la costa tiene un impacto significativo ya que a mayor distancia de la costa se espera una mayor velocidad del viento a la misma altura. Esto se debe a que, la presencia de obstáculos orográficos puede influir en la continuidad del flujo de viento, siendo menos pronunciada en áreas alejadas de la costa. Para caracterizar la variación de la velocidad del viento en función de la distancia, se añade a la ley exponencial de hellman un [factor de corrección  \$\beta\$](#) . De esta forma, se deriva una [ecuación integral](#) que permite calcular la velocidad del viento de manera precisa a la altura del buje en la ubicación deseada.

#### 1.2.3.1 Comprobación de ecuación integral:

Todo y que la ley exponencial de hellman ha sido probada, así como el factor de corrección, es importante conocer el nivel de precisión de la misma, por lo que se ha decido realizar un pequeño estudio a modo de comprobación. Para ello, se ha hecho uso de la página web "[renewables ninja](#)" para obtener el histórico de datos del viento y producción de vatios, para cada hora a lo largo de un año, para diferentes alturas y lugares. En esencia, el estudio está dividido en dos partes:

En primer lugar, tomando como lugar de las medidas la ciudad de Norden, Alemania, se obtienen los datos del viento para dos alturas diferentes, se calcula el coeficiente de rugosidad y el error que supone extrapolar los datos de una altura a otra utilizando la la ley exponencial de hellman.

En segundo lugar, tomando como lugar de la isla de energía la ubicación donde está situado el parque eólico Borkum Riffgrund I, obtenemos los datos a la altura deseada y realizamos el cálculo inverso de la ecuación integral para obtener el incremento unitario de la velocidad de viento y así poder extrapolar los datos a la altura y distancia deseadas y obtener el error que eso supone.

Una vez realizado el estudio, se obtiene que el error de extrapolar a la altura del buje es del 0,14%, mientras que el de extrapolar los datos desde el lugar de medición hasta la



ubicación de interés es del 1,64%. Por ende, se concluye que el este método es apto y preciso. Todo el estudio queda recabado en un documento excel adjunto a la memoria.

### 1.2.4 Cálculo de las capacidad de producción de energía eólica

Una vez tratados y extrapolados los datos, se procede a calcular la cantidad de energía eólica que se podría llegar a producir en la zona de estudio. Para ello, haciendo uso de dichos datos y tomando como referencia modelos de aerogeneradores, se recurre a una metodología para la que antes es importante estar familiarizado con conceptos como la [curva de potencia](#) o el [coeficiente de potencia](#).

Esta metodología consta de los siguientes pasos:

1. Redondear, a la baja, las velocidades del viento para obtener una serie de valores en intervalos de 0.5 m/s. Esto es necesario ya que en las curvas de potencia con las que se ha trabajado en este proyecto, los datos han sido presentados de esta forma. Si se quisiera trabajar con curvas que estuvieran expresadas en otra escala, bastaría simplemente con adaptar el redondeo.
2. Recurriendo a los datos de la curva de potencia, se debe relacionar la cantidad de vatios que es capaz de generar ese aerogenerador para cada una de las velocidades, previamente redondeadas, presentes en toda la serie y realizar la suma de estos valores para obtener la energía bruta generada durante un año. En caso de realizar el análisis con más de un aerogenerador, se debería multiplicar el resultado final por el número de estos.

No obstante, la producción bruta de un parque eólico es una estimación teórica que no toma en cuenta las pérdidas que tienen lugar en el sistema, y la energía real generada por un aerogenerador para un intervalo de velocidad es siempre menor que la que indica la curva de potencia. Por lo tanto, para calcular la producción neta de un parque eólico se debe realizar un paso más. Es aquí donde entra el juego el coeficiente de potencia.

3. Una vez asociada la cantidad de vatios que se generan a cada velocidad, se debe multiplicar este número por su correspondiente coeficiente de potencia y, de nuevo, sumar estos valores para obtener la energía neta generada durante un año. El enfoque más realista es calcular el coeficiente de potencia correspondiente a cada franja horaria y multiplicarlo por dicha cantidad, pero emplear un coeficiente de potencia promedio semanal o incluso mensual ha resultado ser un método fiable y con un error asumible.

En caso de querer indagar más sobre las [pérdidas que afectan a los aerogeneradores](#), factor clave que afecta al coeficiente de potencia, se ha recabado información acerca de estas en el anexo.

### 1.2.4.1 Comprobación del cálculo de la producción neta

Así como se ha realizado un estudio acerca de la ecuación integral, también se ha decidido hacer uno respecto al cálculo de la producción neta. Para ello, al igual que en la comprobación anterior, se ha hecho uso de la página web “renewables ninja” para obtener el histórico de datos del viento y producción de vatios a altura del emplazamiento de estudio, y se ha recurrido a la página web [“the wind power”](#), para obtener los datos de la curva de potencia del aerogenerador referencia escogido.

En esencia, tomando como lugar de estudio el parque eólico Borkum Riffgrund I, se ha seguido la metodología explicada previamente y se han comparado, con los valores de producción reales, los resultados obtenidos haciendo uso de un cp mensual.

Una vez realizado el estudio, se obtiene que el error al emplear un cp mensual ha sido del 16%. Por ende, se concluye que este resultado no se puede considerar preciso por lo que futuros estudios se deben realizar considerando una cp para cada franja horaria. Todo el estudio queda recabado en un documento excel adjunto a la memoria.

### 1.2.5 Script

Una vez explicado los pasos a seguir para obtener la capacidad de producción de energía en un zona de estudio, se debe materializar el proceso en un código capaz de automatizarlo. Dicho código consta de dos partes:

En primer lugar se realiza el tratamiento de datos:

```
Python
import pandas as pd

from datetime import datetime, timedelta

# Cargar archivo con datos incompletos desde Excel

datos_incompletos =
pd.read_excel('VientoNordonaltitud80metrosINCOMPLETO.xlsx')

# Cargar archivo con año completo y frecuencia horaria desde Excel

anio_completo = pd.read_excel('VientoNordonaltitud10metrosCOMPLETO.xlsx')
```

**# Eliminar los datos del 29 de Febrero**

```
datos_incompletos = datos_incompletos[~((datos_incompletos['time'].dt.month == 2)
& (datos_incompletos['time'].dt.day == 29))]
```

**# Encontrar la fecha de inicio y fin de los datos incompletos**

```
fecha_inicio = datos_incompletos.loc[datos_incompletos['wind_speed'].notna(),
'time'].iloc[0]
```

```
fecha_fin = datos_incompletos.loc[datos_incompletos['wind_speed'].notna(),
'time'].iloc[-1]
```

**# Agregar valores al principio si faltan**

```
if fecha_inicio > anio_completo['time'].iloc[0]:
```

```
    datos_faltantes_inicio = anio_completo[anio_completo['time'] < fecha_inicio]
```

```
    datos_faltantes_inicio['wind_speed'] = datos_incompletos['wind_speed'].iloc[0]
```

```
    datos_incompletos = pd.concat([datos_faltantes_inicio, datos_incompletos],
ignore_index=True)
```

**# Agregar valores al final si faltan**

```
if fecha_fin < anio_completo['time'].iloc[-1]:
```

```
    datos_faltantes_fin = anio_completo[anio_completo['time'] > fecha_fin]
```

```
    datos_faltantes_fin['wind_speed'] = datos_incompletos['wind_speed'].iloc[-1]
```

```
    datos_incompletos = pd.concat([datos_incompletos, datos_faltantes_fin],
ignore_index=True)
```

**# Reindexar para asegurar etiquetas de tiempo únicas**

```
datos_incompletos = datos_incompletos.set_index('time').groupby(level=0).first()
```

```
# Resample para interpolar valores linealmente
datos_incompletos = datos_incompletos.resample('H').interpolate(method='linear')

# Rellenar valores al principio con el valor más cercano
datos_incompletos['wind_speed'].fillna(method='ffill', inplace=True)

# Rellenar valores al final con el valor más cercano
datos_incompletos['wind_speed'].fillna(method='bfill', inplace=True)

# Guardar los datos completados y corregidos en un nuevo archivo Excel
datos_incompletos.reset_index().to_excel('datos_completos.xlsx', index=False)
```

*Figura 2. Fragmento del Código del Tratamiento de Datos.*

En segundo lugar, se realiza la extrapolación de los datos desde la ubicación y altura del lugar de medición a las correspondientes de la zona de estudio y se calcula su capacidad de producción neta:

```
Python
import math as ma
import math as ma
from decimal import Decimal
import pandas as pd
import numpy as np
```

```
# Cargar el archivo con los parámetros y datos del viento
```

```
archivo_excel = pd.read_excel('ComprobacionCalculosProduccion.xlsx',  
sheet_name='DATOSPARACODIGO')
```

```
# Asignar los parámetros a variables
```

```
h0 = archivo_excel.iloc[0, 1]
```

```
h = archivo_excel.iloc[0, 2]
```

```
a = archivo_excel.iloc[0, 3]
```

```
dpc = archivo_excel.iloc[0, 4]
```

```
dmc = archivo_excel.iloc[0, 5]
```

```
f = archivo_excel.iloc[0, 6]
```

```
# Calcular el factor de corrección
```

```
b=(1+f*(dpc-dmc))
```

```
# Extraer los datos de velocidades del viento en el lugar de medición
```

```
df = pd.read_excel('ComprobacionCalculosProduccion.xlsx',  
sheet_name='DATOSPARACODIGO', usecols=[0])
```

```
# Extrapolar los datos de velocidades del viento al lugar de estudio
```

```
df['velocidad_ho'] = df.iloc[:, 0]
```

```
df['velocidad_h'] = df['velocidad_ho'] * (h/h0)**(a)
```

```
df['velocidad_h_parque'] = df['velocidad_h']*b
```

```
# Cargar los datos de la curva de potencia y cp
```

```
archivo_excel2 = pd.read_excel('ComprobacionCalculoCurvadepotencia.xlsx',
sheet_name='DATOSPARACODIGO')

rendimientopromedio = archivo_excel2.iloc[0, 2]

intervalos = pd.read_excel('ComprobacionCalculoCurvadepotencia.xlsx',
sheet_name='DATOSPARACODIGO', usecols=[0])

curva = pd.read_excel('ComprobacionCalculoCurvadepotencia.xlsx',
sheet_name='DATOSPARACODIGO', usecols=[1])

# Calcular la capacidad de producción de energía neta de la zona de estudio

df['velocidad_redondeada'] = np.round(np.round(df['velocidad_h_parque'] / 0.5) * 0.5,
decimals=1)

df['potencia'] =
df['velocidad_redondeada'].map(curva.set_index(intervalos['Intervalos'])['curva'])

df['potencia'] = (df['potencia']*rendimientopromedio)/1000 #Pasar a KW

total_potencia = df['potencia'].sum()
```

*Figura 3. Fragmento del Código del Cálculo de la Capacidad de Producción.*

Por último, se ha creído conveniente realizar una “toy case” para la comprobación de los mismos, ya que, todo y que en papel sigan una lógica correcta, es importante comprobar que funcionan correctamente. Tanto el fragmento de código como el “toy case” de ambos se encuentran en una serie de archivos de extensión “ipynb” adjuntos a la memoria.

## 2. Estudios previos

El resto de los estudios previos son necesarios para comprender condiciones específicas del entorno marino como el oleaje, la topografía y composición del fondo y el impacto en los ecosistemas. En el contexto de isla de energía, es preciso realizar los siguientes estudios: “metocean investigation”, “seabed investigation” y “environmental investigation”. La importancia de estos se manifiesta en tres áreas:

1. [Diseño y construcción.](#)
2. [Impacto ambiental.](#)
3. [Cumplimiento normativo.](#)

Al igual que en el apartado anterior, los costes originados de dichos estudios se clasifican como “Devex”.

### 2.1 Metocean investigation:

“Metocean” es un acrónimo que combina las palabras meteorología y oceanografía y, como el nombre indica, dichos estudios tienen como objetivo comprender ambas disciplinas, centrándose en investigar y comprender el comportamiento de factores como el viento, las olas y las corrientes marinas [8].

La recopilación de datos se lleva a cabo a través de un sistema de boyas equipadas con una variedad de instrumentos de medición que se colocan estratégicamente en el área de estudio durante un tiempo estipulado. Se distingue entre 2 tipos de boyas:

1. [Boyas meteorológicas.](#)
2. [Boyas oceanográficas.](#)

Una vez que se han recopilado los datos se realiza un análisis detallado de estos con el fin de lograr comprender mejor las condiciones específicas del área de estudio y entender los patrones y la variabilidad de los parámetros medidos.

## 2.2 Seabed investigation:

Las “Seabed investigations”, también conocidas como “Investigaciones del lecho marino”, tienen como objetivo comprender el fondo marino. Existen dos tipos, geotécnicos y geofísicos, y la principal diferencia entre ambos es que en los primeros se requiere de extracción de muestras del subsuelo, por lo que son invasivos, mientras que en los segundos no. Ambos enfoques son complementarios y fundamentales para comprender el lecho marino.

### 2.2.1 Estudios geofísicos:

Los estudios geofísicos se centran en la exploración no invasiva del subsuelo para obtener información sobre su estructura y propiedades físicas. Estos son fundamentales para comprender la composición y distribución de los materiales subsuperficiales, así como para identificar características geológicas [9]. Mediante técnicas como la sísmica de reflexión y refracción, la tomografía eléctrica y el sondeo electromagnético es posible mapear la distribución de los materiales subsuperficiales, identificar la presencia de capas de roca, determinar la profundidad del nivel freático, localizar fallas o fracturas y evaluar la estabilidad del terreno. Esta información permite planificar investigaciones geotécnicas iniciales, realizar diseños preliminares de la cimentación y del entierro del cable interconector submarino, etc [10].

El gobierno danés [11] ha establecido una guía para llevar a cabo los estudios geofísicos, siendo dos de ellos fundamentales para garantizar la seguridad y la planificación adecuada del proyecto. Estos son:

1. [UXO survey](#).
2. [3D seismic mapping](#).

Además, estos estudios deben realizarse dentro de un marco regulatorio que cumpla con estándares reconocidos internacionalmente como por ejemplo son los de la “SEG” (Sociedad de Exploración Geofísica).

### 2.2.2 Geotécnicos:

Los estudios geotécnicos se enfocan en la investigación de las propiedades mecánicas, físicas y químicas de los materiales en el suelo y subsuelo. Mediante estas, se pueden determinar características geotécnicas clave como la composición, la densidad, la resistencia al corte y la compresibilidad del lecho marino [12]. Para ello, se realiza la extracción de muestras representativas mediante la perforación de sondajes o la excavación de trincheras. Estas muestras son llevadas al laboratorio y sometidas a pruebas específicas



que permiten evaluar su comportamiento ante diferentes condiciones de carga y humedad. Estos estudios permiten evaluar el diseño de cimientos, desarrollar modelos tridimensionales del suelo, evaluar el transporte de sedimentos, etc.

El gobierno danés [11] ha establecido una guía para llevar a cabo los estudios geotécnicos que, a grandes rasgos, queda presentada en los siguientes puntos:

1. [Perforación y muestreo.](#)
2. [Registro sísmico en pozos.](#)
3. [Pruebas de laboratorio.](#)

Además, estos estudios deben realizarse dentro de un marco regulatorio que cumpla con estándares reconocidos internacionalmente como por ejemplo son los de la “ASTM International”.

## 2.3 Environmental investigation:

Los estudios medioambientales se enfocan en evaluar el impacto del proyecto sobre los ecosistemas marinos, la biodiversidad, las especies protegidas y otros aspectos ambientales importantes [13]. Para ello, se realizan mediciones de la calidad del agua, evaluaciones de la diversidad de especies e investigaciones acústicas entre otras técnicas. Esta información permite minimizar el impacto del proyecto en el medio ambiente mediante el desarrollo de protocolos sostenibles, la protección de áreas sensibles, la implementación de monitoreo ambiental, etc.

El gobierno danés [11] ha establecido una guía para llevar a cabo los estudios medioambientales. Los principales son:

1. Benthic Flora y Fauna.
2. Marine Mammals.
3. Birds.
4. Bats.
5. Fish and fish populations.
6. Underwater noise and vibrations.
7. Maritime traffic and safety of navigation.

Además, estos estudios deben realizarse dentro de un marco regulatorio que cumpla con estándares reconocidos internacionalmente como por ejemplo son los de la “COWRIE” (Collaborative Ocean Wind Energy Research) o “IEC” (International Electrotechnical Commission).

### 3. Selección de la tecnología

Para este apartado, se toma como referencia la tecnología presente en una planta eólica marina, pero antes de analizarla es fundamental comprender qué es saber cuáles son sus componentes principales. Una vez expuestos estos conceptos, es necesario estudiar ambos tipos de corriente, continua y alterna ya que buena parte de la selección viene condicionada por esta decisión. Por último, se mencionarán aquellos elementos que no intervienen directamente en la generación, transmisión y distribución de energía pero que también aportan valor a una isla de energía, como por ejemplo son las baterías.

Respecto a los costes de adquisición, todo y que se pueden encontrar ecuaciones para el cálculo de dichos costes para elementos como [transformadores](#) y [capacitadores](#) en papers y libros especializados, sus resultados acostumbran a dar una idea vaga, e incluso pueden haber quedado obsoletas. Además, en proyectos de este calibre, se acostumbra a negociar directamente el precio con el proveedor en vez de ajustarse al catálogo. Por tanto, este apartado se enfocará en el análisis y selección de la tecnología y no se indagará en sus costes. Los costes de la tecnología seleccionada se clasificarían como “Capex”.

#### 3.1 Definición y componentes de una planta eólica marina

Una planta eólica marina es una instalación en aguas marinas que utiliza la energía cinética del viento para generar electricidad mediante aerogeneradores. Estas plantas se construyen en alta mar, lugar donde los vientos son más fuertes y constantes, lo que permite generar una mayor cantidad de energía [23]. La electricidad generada se transmite a tierra mediante un sistema de cables submarinos y se integra en la red eléctrica donde es distribuida. Sus principales componentes son:

1. [Aerogeneradores](#).
2. [Internal grid](#).
3. [Subestación offshore](#).
4. [Línea de transmisión](#).
5. [Subestación onshore](#).

Para una mejor comprensión del esquema general de una planta eólica marina, se expone la siguiente figura:

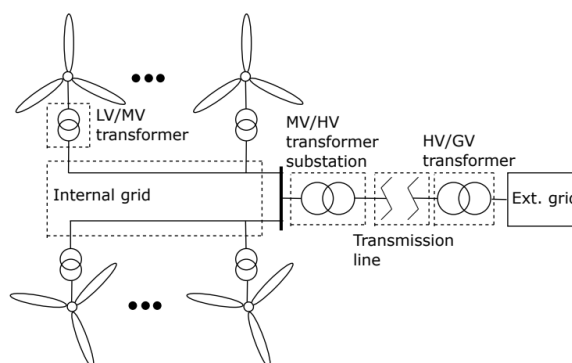


Figura 4. Esquema de una planta de energía eólica marítima. [24]

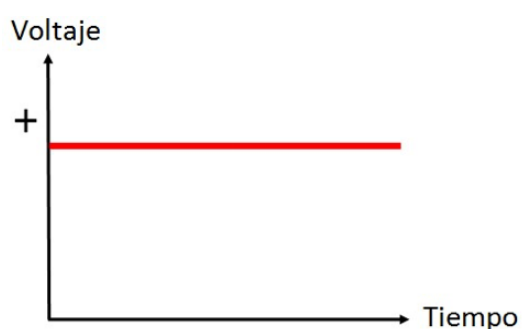
## 3.2 Corriente continua vs Corriente alterna

Trabajar con una línea de transmisión en corriente continua o en corriente alterna conlleva distintas consideraciones, por lo que es preciso comprender las de ambas.

Respecto al criterio de elección, todo y queda fuera del alcance del proyecto, se dirá que es fruto de un entendimiento profundo de las características de ambas corrientes y de sus respectivas [ventajas e inconvenientes](#) y que, principalmente, los factores más determinantes son el [coste total](#) y [capacidad de transmisión](#). Es de esperar que no todos los factores que influyen en la decisión tengan el mismo peso, por lo que sería conveniente aplicar una [método de ponderación](#) con el fin de aportar objetividad considerando de manera más precisa la relevancia de cada uno.

### 3.2.1 Corriente continua

La corriente continua (CC) es un tipo de corriente eléctrica en que el flujo de electrones se mantiene constante en una dirección a lo largo del tiempo. Esta es fruto de un diferencial de potencial, voltaje, entre dos puntos de un circuito eléctrico, polo positivo y polo negativo, que impulsa el movimiento de electrones [35]. El hecho de que los electrones siempre fluyen en la misma dirección y no se invierta la polaridad es el que le otorga el nombre de “continua”.



Expresión matemática:

$$V = V_0 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$I = \frac{V_0}{R} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

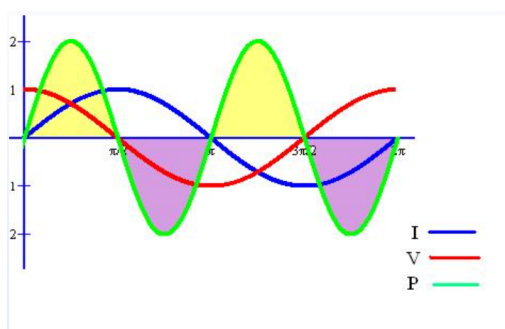
$$P = V \times I \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Figura 5. Representación y fórmulas básicas de la corriente continua. [36]

Trabajar con una línea de transmisión en corriente continua (CC) implica la presencia de [convertidores de potencia](#). Estos se encargan de la conversión de corriente, de alterna a continua y viceversa, en las subestaciones según se requiera en cada tramo de la línea. Los convertidores más empleados son los LCC (Line Commutated Converter) y los VSC (Voltage Source Converter).

### 3.2.2 Corriente alterna

La corriente alterna (CA) es un tipo de corriente eléctrica en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares. La corriente alterna se genera mediante la inducción electromagnética en un generador o alternador: El movimiento mecánico aplicado a un generador produce un campo magnético cambiante, lo que induce una corriente alterna en las bobinas del devanado [35]. Se llama corriente “alterna” ya que la polaridad de la diferencia de potencial va variando, haciendo que varíe la dirección del flujo de electrones.



Expresión matemática:

$$V = V_o \times \cos(\omega \times t + \alpha) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$I = I_o \times \sin(\omega \times t + \beta) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$P = V \times I \times \sin(2 \times \omega \times t) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Figura 6. Representación y fórmulas básicas de la corriente alterna. [37]

La potencia instantánea es fruto de la interacción entre la corriente y la tensión, y a causa de su naturaleza sinusoidal, “Figura 6”, estas oscilan periódicamente, por lo que en algunos momentos en los que están en fase o cerca de ello se produce potencia activa, positiva, y en otros en los que se encuentran desfasadas, se produce potencia reactiva, negativa, o no se produce ninguna potencia. Una forma muy ilustrativa de representar esta interacción es mediante el [triángulo de potencias](#).

Trabajar con una línea de transmisión en corriente alterna (CA) implica la presencia de [elementos compensadores](#), ya sean reactores o capacitadores. Estos se encargan de equilibrar la componente reactiva del sistema y mejorar así el factor de potencia y pueden colocarse en diferentes puntos a lo largo de una línea de transmisión eléctrica, en las

subestaciones e incluso existen cables capaces de compensar potencia reactiva. Todo depende de las necesidades específicas del sistema eléctrico y la estrategia de compensación.

### 3.3 Otros elementos

Una isla de energía proporciona un espacio adicional para aquellos elementos que no intervienen directamente en la generación, transmisión y distribución de energía pero que también aportan valor. Entre estos componentes destacan los sistemas de almacenamiento. Estos son de vital importancia para el proyecto danés, ya que desempeñan un papel fundamental en la gestión de la demanda y en la provisión de respaldo energético en caso de escasez de viento o averías. Gracias a ellos, se lograría disminuir la dependencia de fuentes no renovables, optimizar el consumo de energía y reducir el costo promedio de la factura eléctrica para los usuarios. Todo y que no se ha querido entrar en profundidad, si se ha creído conveniente realizar un pequeño análisis con el fin de determinar cuál es sistema de almacenamiento óptimo.

Principalmente, existen cinco maneras en las que se puede almacenar energía. Estas son: [mecánica, química, electroquímica, eléctrica y térmica](#).

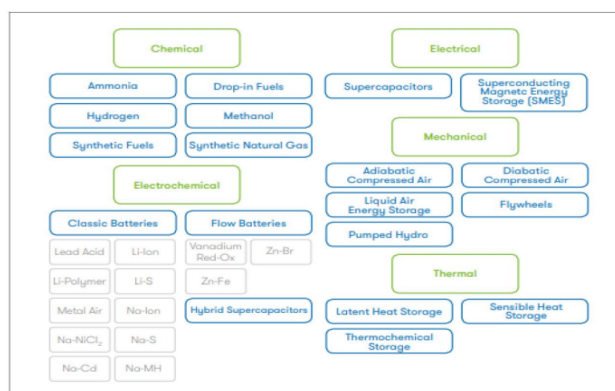


Figura 7. Principales tecnologías de los distintos sistemas de almacenamiento. [38]

Como se puede apreciar en la “Figura [7]”, hay una amplia variedad de opciones, por lo que, teniendo en cuenta las características del proyecto, se debe realizar un [análisis exhaustivo](#) para poder seleccionar la óptima. De este se concluye que las baterías a gran escala son la mejor opción debido a su alto grado de eficiencia, rentabilidad y capacidad de respuesta, además de tener un impacto ambiental moderado y una vida útil aceptable.

Por último, cualquier sistema de almacenamiento de energía debe ir de la mano de estudios de demanda, ya que estos permiten determinar la cantidad de energía que se necesita almacenar y cuándo.

### 3.4 Script:

Una vez repasados los componentes principales de una isla de energía, incluso los exclusivos de cada corriente, se procede a la selección de la tecnología. Con el fin de hacerlo de la forma más realista posible, se ha creído conveniente hacer uso de un programa de simulación especializado como es "[Panda powers](#)". Este permite realizar estudios a nivel eléctrico pero no mecánico. Se ha decidido oportuno estudiar por un lado la "internal grid" y por otro la línea de transmisión en su totalidad, desde los aerogeneradores hasta el lugar de consumo, teniendo en cuenta sólo un punto de generación y otro de demanda eléctrica. Mediante "panda powers", se ofrecerá una estructura base de ambos sistemas que podrá ser modificada a voluntad en función de las necesidades específicas de cada proyecto.

Se ha creído conveniente realizar una "toy case" para cada fragmento de código, ya que, aunque en el papel se siga una lógica correcta, es importante comprobar que funcionan correctamente. Tanto los fragmentos de código como sus respectivos "toy cases" se encuentran en una serie de archivos de extensión "ipynb" adjuntos a la memoria.

#### 3.4.1 Internal Grid

Previo a su modelización, se ha considerado adecuado realizar una representación del diseño preliminar de la "internal grid" en función de la tipología escogida: string, looped string o estrella. El mismo código también se ha empleado para calcular los metros de cable necesarios, dato necesario para calcular su coste en función del tipo escogido.

Una vez presentado dicho fragmento de código, se procederá a la modelización de la misma. Para esto se ha optado por una estrategia de discretización. En lugar de analizar la totalidad de la internal grid, se ha optado por estudiar únicamente una línea y extrapolar los resultados al resto. Esto aplica en todos los puntos menos en la isla, pero esto no es un inconveniente ya que el nivel de voltaje, intensidad y potencia que recibe será estudiado en el código de la línea de transmisión.

### 3.4.1.1 Representación y cálculo de metros de la internal grid

Para llevar a cabo estas dos tareas, se han considerado las siguientes hipótesis:

1. Conexión a un solo parque eólico marino.
2. Deben haber siempre el mismo número de aerogeneradores por fila y estas se deben colocar de forma simétrica respecto al eje central.
3. La cantidad de cable entre la isla y la costa se calcula como la hipotenusa de la distancia hasta la costa y la profundidad. Este es un cálculo aproximado ya que el lecho marino es irregular, pero es un cálculo más exacto que si solo se pone la distancia hasta la costa.
4. Todos los cables de los aerogeneradores van a parar a un solo punto de recogida de la isla de energía y la profundidad del lecho marino bajo la “internal grid” es constante.
5. En caso de tipología estrella, no se coloca un aerogenerador en el centro de estas.

En la primera parte del código, se calcula el número de metros empleados en la conexión de los aerogeneradores entre sí y con la isla de energía. Para una tipología string, su correspondiente fragmento de código es:

```
Python
import math as ma

import matplotlib.pyplot as plt

#Cálculo de los metros de cable

def tipologiastring(ddiseñointernalgrid):

    #Se definen los datos que se utilizan

    naerogeneradoretotal=ddiseñointernalgrid['naerogeneradoretotal']

    ndefilas=ddiseñointernalgrid['ndefilas']

    distanciaaerosentrefilas=ddiseñointernalgrid['distanciaaerosentrefilas']

    ndecolumnas=ddiseñointernalgrid['ndecolumnas']

    distanciaaerosentrecolumnas=ddiseñointernalgrid['distanciaaerosentrecolumnas']

    distanciaaerosub=ddiseñointernalgrid['distanciaaerosub']

    profundidad=ddiseñointernalgrid['profundidad']
```

```
factorholgura=ddiseñointernalgrid['factorholgura']
```

#Cálculo de los metros entre los aerogeneradores de las filas.

```
metrosentreaeros=ndefilas*(ndecolumnas-1)*distanciaaerosentrecolumnas
```

```
parimpar = ndefilas / 2
```

#if isinstance(parimpar, int): # Verifica si parimpar es un entero, por lo tanto si es par

#Cálculo de los metros entre los aerogeneradores de la primera columna y la isla:  
Caso par

```
if(parimpar % 1 == 0):
```

```
    parimpar=int(parimpar)
```

```
    contadorpar=0
```

```
    for i in range(1,parimpar+1):
```

```
        h=ma.sqrt(distanciaaerosub**2+((distanciaaerosentrefilas/2)+distanciaaerosentrefilas*(i-1))**2)
```

```
        contadorpar=contadorpar+h
```

```
        metrosfilassub=contadorpar*2
```

#Cálculo de los metros entre los aerogeneradores de la primera columna y la isla:  
Caso impar

```
else: #impar
```

```
    contadorimpar=0
```

```
    for i in range(1,ma.floor(parimpar)+1):
```

```
        h=ma.sqrt(distanciaaerosub**2+(distanciaaerosentrefilas*(i))**2)
```

```
        contadorimpar=contadorimpar+h
```

```
        metrosfilassub=contadorimpar*2+distanciaaerosub
```

#Cálculo de los metros de cable de los aerogeneradores hasta el lecho marina, sobre el lecho marina y hasta la isla.



```
metrosabajo=(naerogeneradoretotal+1)*profundidad*2

#Cálculo de los metros total
metrostotales=ma.ceil((metrosentreaeros+metrosfilassub+metrosabajo)*factorholgura)

return metrostotale
```

Figura 8. Fragmento del código para el cálculo de metros de una tipología string.

En la segunda parte, se lleva a cabo la otra tarea, la de representar el diseño preliminar de dicha “internal grid”. Continuando con una tipología string, su correspondiente fragmento de código es:

```
Python
# Representación del diseño de la internal grid

def plot_internal_grid(ddiseñointernalgrid):

    naerogeneradoretotal = ddiseñointernalgrid['naerogeneradoretotal']
    ndefilas = ddiseñointernalgrid['ndefilas']
    distanciaaerosentrefilas = ddiseñointernalgrid['distanciaaerosentrefilas']
    ndecolumnas = ddiseñointernalgrid['ndecolumnas']
    distanciaaerosentrecolumnas = ddiseñointernalgrid['distanciaaerosentrecolumnas']
    distanciaaerosub = ddiseñointernalgrid['distanciaaerosub']

    # Calcular la posición de la subestación offshore

    if ndefilas % 2 == 0: # Número de filas par

        fila_central_superior = ndefilas // 2

        fila_central_inferior = fila_central_superior - 1

        y_subestacion = (fila_central_superior + fila_central_inferior) *
distanciaaerosentrefilas / 2
```

```
else: # Número de filas impar

    fila_central = ndefilas // 2

    y_subestacion = fila_central * distanciaaerosentrefilas

# Crear una lista de coordenadas para los aerogeneradores en filas
coordenadas_filas = []
for fila in range(ndefilas):
    for columna in range(ndecolumnas):
        coordenadas_filas.append((columna * distanciaaerosentrecolumnas, fila *
distanciaaerosentrefilas))

# Agregar la coordenada de la subestación offshore
coordenadas_filas.append((-distanciaaerosub, y_subestacion))

# Crear la figura y los ejes
fig, ax = plt.subplots()

# Graficar los aerogeneradores en filas
ax.scatter(*zip(*coordenadas_filas), c='blue', label='Aerogeneradores por filas')

# Graficar la subestación offshore
ax.scatter(-distanciaaerosub, y_subestacion, c='green', marker='s',
label='Subestación offshore')

# Graficar las hipotenusas que conectan la primera columna con la subestación
offshore

for fila in range(ndefilas):
```

```
x1 = 0

y1 = fila * distanciaaerosentrefilas

x2 = -distanciaaerosub

y2 = y_subestacion

ax.plot([x1, x2], [y1, y2], color='gray', linestyle='dashed')

# Conectar los aerogeneradores en la fila con líneas punteadas

for i in range(1, ndecolumnas - 1):

    x_coords = [coordenadas_filas[fila * ndecolumnas + i][0],
coordenadas_filas[fila * ndecolumnas + i + 1][0]]

    y_coords = [coordenadas_filas[fila * ndecolumnas + i][1],
coordenadas_filas[fila * ndecolumnas + i + 1][1]]

    ax.plot(x_coords, y_coords, linestyle='dashed', color='gray')

# Conectar el primer aerogenerador de la fila con el segundo aerogenerador

x_coords = [coordenadas_filas[fila * ndecolumnas][0], coordenadas_filas[fila *
ndecolumnas + 1][0]]

y_coords = [coordenadas_filas[fila * ndecolumnas][1], coordenadas_filas[fila *
ndecolumnas + 1][1]]

ax.plot(x_coords, y_coords, linestyle='dashed', color='gray')

# Establecer los límites de los ejes

ax.set_xlim(-distanciaaerosub - 100, ndecolumnas * distanciaaerosentrecolumnas
+ 100)

ax.set_ylim(-100, ndefilas * distanciaaerosentrefilas + 100)

# Agregar leyenda

ax.legend()
```

```
# Agregar recuadro con el número total de metros

# Llamar a la función tipologiasring para calcular metrosentre aeros y
metrosfilassub

metrostotales = tipologiasring(ddiseñointernalgrid)

text_box = ax.text(1.02, 0.5, f"Total de metros: {metrostotales}",
transform=ax.transAxes, bbox=dict(facecolor='white', edgecolor='black',
boxstyle='round'))

# Mostrar el gráfico

plt.show()
```

Figura 9. Fragmento del código para la representación de una "internal grid" de tipología string.

Para un caso ejemplo de tipología string, el resultado de este segundo fragmento de código sería:

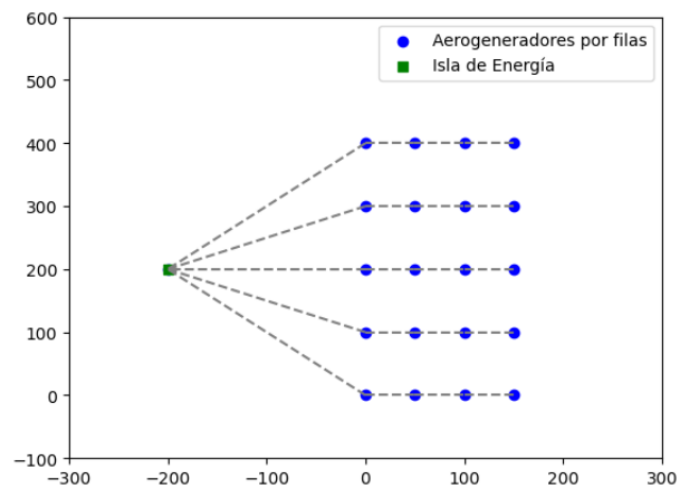


Figura 9. Representación de una tipología string.

Como es lógico, para el resto de tipologías se han aplicado sus respectivas modificaciones en ambos fragmentos.

### 3.4.1.2 Modelización de la internal grid

Los elementos principales de la “internal grid” son los cables, el transformador y los aerogeneradores, en especial estos últimos. Y es que en función de la potencia que se quiera generar, se escogerá un número y tipo determinado de aerogenerador, así como un transformador con la capacidad y porcentaje de carga necesarias, pero los cables, dependiendo del diseño de esta y de otras variables, pueden variar el nivel de intensidad a soportar y por ende su sección. Por lo tanto, es esencial automatizar su dimensionamiento.

Para poder diseñar una línea en “panda powers” para cualquier tipo de cable, caso en el no se encuentra en la librería, es necesario conocer su resistencia, reactancia, y capacitancia por unidad de longitud. Sea cual sea el tipo de cable escogido, en los catálogos, para distintos niveles de voltaje e intensidad, acostumbra a aparecer solamente la capacitancia. Por lo tanto, es necesario el cálculo de las otras dos magnitudes. Para el cálculo de ambas se debe seguir el siguiente esquema:

1. Cálculo de la [resistencia específica](#).
2. Cálculo de la [reactancia específica](#).

El cálculo de la resistencia es únicamente válido para corriente continua, pero como dentro de la “internal grid” se acostumbra a trabajar en corriente alterna, se deben tener en cuenta tanto el efecto pelicular [25] como el efecto proximidad [40].

3. Cálculo de la [resistencia específica en corriente alterna](#).

Además, también será necesario que el fabricante proporcione una cuarta magnitud, la corriente térmica máxima; esta es la máxima corriente que un dispositivo o equipo puede soportar sin sufrir daños térmicos durante un cortocircuito.

Esta información se emplea en el proceso de automatización del dimensionamiento del cable siguiendo el siguiente guión:

1. De un catálogo, se escoge el tipo de cable adecuado y, para el voltaje con el que se va a trabajar en la “interna grid”, se importan los parámetros (diámetro, sección y capacitancia) para cada sección. Esta información acostumbra a estar representada de esta manera:

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km
Table 44										
Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11,2	8,0	29,6	1,3	109,0	19,1	20,8	0,18	1,5	0,43
120	12,6	8,0	31,0	1,3	112,0	20,0	22,3	0,19	1,6	0,42
150	14,2	8,0	32,6	1,4	116,0	21,6	24,4	0,21	1,6	0,40
185	15,8	8,0	34,2	1,4	119,0	22,7	26,2	0,22	1,8	0,39
240	18,1	8,0	36,5	1,5	124,0	25,0	29,5	0,24	2,0	0,37
300	20,4	8,0	38,8	1,6	130,0	27,3	32,9	0,26	2,2	0,36
400	23,2	8,0	41,6	1,7	136,0	30,4	37,9	0,29	2,3	0,35
500	26,2	8,0	45,0	1,8	144,0	33,8	43,2	0,32	2,6	0,33
630	29,8	8,0	48,6	1,9	152,0	37,8	49,7	0,35	2,9	0,32
800	33,7	8,0	52,5	2,1	162,0	43,5	58,6	0,38	3,1	0,31
1000	37,9	8,0	57,3	2,2	173,0	49,3	68,1	0,42	3,5	0,30

*Figura 10. Parámetros de Cable XLPE para 45kV. [43]*

2. Para cada sección, se calculan los valores de resistencia, reactancia y capacitancia específica, así como su correspondiente tensión nominal, y se guardan en un diccionario.
3. Teniendo en cuenta la intensidad de cada tramo, se escoge la mejor sección.

El fragmento de código para una tipología string es:

En la primera parte del código, se escoge la sección para cada tramo de cable en función de la intensidad. Para una tipología string, su correspondiente fragmento de código es:

```
Python
import pandas as pd

import math as ma

import pandapower as pp

import numpy as np

import pandapower.shortcircuit as sc

def modelizacioninternalgridstringylooped(dinternalgrid):

    # Importar parámetros de un tipo de cable para cierto valor de voltaje de un
    # catálogo

    df_tabla2 = pd.read_excel('cablesinternalgrid.xlsx', sheet_name='Sheet2')

    # Contar el número de filas no vacías en la hoja Sheet2

    num_filas_no_vacias = df_tabla2.shape[0] - df_tabla2.isnull().all(axis=1).sum()

    # Datos Iniciales

    capacidadcorriente=dinternalgrid['capacidadcorriente']

    resistividadmaterial=dinternalgrid['resistividadmaterial']

    frecuencia=dinternalgrid['frecuencia']

    tensionnominalinternagrid=dinternalgrid['tensionnominalinternagrid']
```

```
distanciaaerosentrecolumnas=dinternalgrid['distanciaaerosentrecolumnas']
distanciaaerosub=dinternalgrid['distanciaaerosub']
ndecolumnas=dinternalgrid['ndecolumnas']
ndefilas=dinternalgrid['ndefilas']
potencianominalaero=dinternalgrid['potencianominalaero']
porcentajecargatrafo=dinternalgrid['porcentajecargatrafo']
tensionnominaltramo220=dinternalgrid['tensionnominaltramo220']
```

```
# Calculo de la potencia total de una fila
```

```
ptotal=ndecolumnas*potencianominalaero
```

```
# Calculo de la resistencia, inductancia y corriente térmica máxima para cada sección.
```

```
secciones = {}
```

```
for i in range(0, num_filas_no_vacias):
```

```
    seccion = df_tabla2.iloc[i, 0]
```

```
    diametro = df_tabla2.iloc[i, 1]
```

```
    outerdiametro = df_tabla2.iloc[i, 5]
```

```
    c = df_tabla2.iloc[i, 7]
```

```
    inominal = capacidadcorriente * seccion
```

```
# Asumo 65 grados para después poder mirar la tabla de corriente en cortocircuito máxima.
```

```
# Cálculo resistividad
```

```
pt = 17.54 * (1 + 0.0039 * (65 - 20))
```

```
# Cálculo restistencia específica para corriente continua
```

```
ro = pt / seccion

# Cálculo efecto pelicular

ys = (3.28 * (frecuencia**2) * (seccion**2)) / ((pt**2) * (10**8))

# Configuración flat de cables en la internal grid, por eso "a" es de esta manera.
Da igual si se considera diametro o outerdiametro.

a = diametro / (1.26 * diametro)

# Cálculo efecto proximidad

yf = ys * 2.9 * (a**2)

# Cálculo restistencia específica para corriente alterna

r = ro * (1 + ys + yf)

# Cálculo reactancia específica

x = 0.1445 * ma.log10(1.26 * outerdiametro / diametro ) + 0.0157

# Cálculo de la corriente térmica máxima

max_ith=inominal*3

# Añadimos la información calculada para cada sección a un diccionario

secciones[seccion] = seccion, r, x, c, inominal, max_ith

# Convertir el diccionario en un DataFrame

df_tabla4 = pd.DataFrame.from_dict(secciones, orient='index')

# Renombrar las columnas para que coincidan con las claves del diccionario

df_tabla4.columns = ['seccion', 'r', 'x','c', 'inominal', 'max_ith']

#Ver las intensidades nominales de cada tramo

intensidades=[]
```



```
for i in range(1,ndecolumnas+1):  
    l=round((potencianominalaero / (ma.sqrt(3) * tensionnominalinternagrid)) * i)  
    intensidades.append(l)  
  
# Escoger la sección óptima para cada tramo en función de la intensidad  
seccioneseleccionadas=[]  
for intensidad in intensidades:  
    coincidencias = df_tabla4[df_tabla4['inominal'] == intensidad]  
    if not coincidencias.empty:  
        seccion = (coincidencias['seccion'].iloc[0])  
        seccioneseleccionadas.append(seccion)  
    else:  
        # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado  
        pareja_anterior = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] < intensidad)].tail(1)  
        pareja_siguiete = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] > intensidad)].head(1)  
  
        if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:  
            # Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad  
            seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]  
            seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]  
            seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))  
            seccioneseleccionadas.append(seccioncorregida)  
  
        if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:  
            # Se trata de una sección óptima inferior a la mínima del catálogo.  
            Cogemos justamente esta.
```

```
seccioncorregida = pareja_siguiente['seccion'].iloc[0]
seccioneselegidas.append(seccioncorregida)

if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiente.empty:
    # Se trata de una sección óptima superior a la máxima del catálogo.
    seccioncorregida = "pasa el máximo"
    seccioneselegidas.append(seccioncorregida)
```

Figura 11. Fragmento de código de la primera selección de secciones de cable para una tipología string.

Sin embargo, la intensidad de cada tramo en base a la que se ha escogido cada sección no es la intensidad real, ya que no tiene en cuenta pérdidas y otras variables. Por lo tanto, se decide modelar la internal grid con los valores de secciones escogidos en primera instancia, realizar un “[power flow](#)” para obtener los valores reales de intensidad y ,ahora sí, escoger las secciones óptimas.

4. Teniendo en cuenta la intensidad real de cada tramo, se escoge la sección óptima.

Python

```
# MODELAR UNA INTERNAL GRID PROVISIONAL

# Crear network vacía
net = pp.create_empty_network()

# Crear buses de la fila
for i in range(ndecolumnas+2): # Pongo ndecolumnas+2 ya que debo añadir
    # también el de la subestacion y el del transformador
    if i==ndecolumnas+1:
        pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=i)
```

```
else:
    pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominalinternagrid/1000, index=i)

# Crear external grid

pp.create_ext_grid(net, i,vm_pu=1.02,
s_sc_max_mva=20*tensionnominalinternagrid/1000*np.sqrt(3),
s_sc_min_mva=20*tensionnominalinternagrid/1000*np.sqrt(3)*0.8, rx_max=0.1,
rx_min=0.20) # Puedes ajustar el "element" según el índice de la línea que quieras
cerrar

# Crear las líneas que conectan aerogeneradores e isla.

b=0

for s in seccioneseescogidas:
    seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones[s]

    if b==ndecolumnas-1:
        #Crear línea. Buses girados por como he ordenado la lista de filas_buses

        pp.create_line_from_parameters(net, from_bus=b, to_bus=b+1,
length_km=distanciaaerosub, \
                                r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)
    else:
        pp.create_line_from_parameters(net, from_bus=b, to_bus=b+1,
length_km=distanciaaerosentrecolumnas, \
                                r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)

    b=b+1
```

```
# Crear aerogeneradores.

for i in range(ndecolumnas):

    pp.create_sgen(net, i, p_mw=5, sn_mva=5, k=1.2)

# Crear transformador.

pp.create_transformer_from_parameters(net, hv_bus=i+2, lv_bus=i+1,
sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo, \

    vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000,
vn_lv_kv=tensionnominalinternagrid/1000, \

    vk_percent=10, vkr_percent=0.3, pfe_kw=30,
i0_percent=0.1, shift_degree=0)

# Realizar un power flow

pp.runpp(net)

# Guardar los datos de las intensidades de cada línea resultado del powerflow

corrientes_en_lineas = []

for i in range(ndecolumnas):

    corrientes = net.res_line.loc[i, 'i_ka']*1000

    corrientes_en_lineas.append(corrientes)

# Corregir intensidades nominales de las líneas escogiendo la óptima en base a
los resultados del powerflow

seccioneselegidas2=[]

for intensidad in corrientes_en_lineas:

    coincidencias = df_tabla4[df_tabla4["inominal"] == intensidad]

    if not coincidencias.empty:
```

```
seccion = (coincidencias['seccion'].iloc[0])
seccioneseleccionadas2.append(seccion)
else:
    # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado
    pareja_anterior = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] < intensidad)].tail(1)
    pareja_siguiete = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] > intensidad)].head(1)

    if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
        # Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad
        seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]
        seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
        seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))
        seccioneseleccionadas2.append(seccioncorregida)

    if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
        seccioncorregida = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
        seccioneseleccionadas2.append(seccioncorregida)

    if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiete.empty:
        seccioncorregida = "pasa el máximo"
        seccioneseleccionadas2.append(seccioncorregida)
```

Figura 12. Fragmento de código de la selección final de secciones de cable para una tipología string.

Una vez automatizado el proceso de dimensionamiento y elección de los cables, se modela nuevamente la internal grid y se realiza un “power flow” y un [ensayo de cortocircuito](#): Mediante el primero se logra saber los niveles de voltaje e intensidad en cada punto, la caída de tensión, la cantidad de potencia reactiva, el estado del transformador, etc. El segundo permite conocer los niveles máximos de intensidad que puede alcanzar cada punto del circuito con lo que se pueden modelar sistemas de protección, interruptores, etc. En combinación, ambos proporcionan la información necesaria para una óptima selección de la tecnología, eficiente y segura.

Se han realizado estos dos ensayos, “power flow” y cortocircuito, siguiendo la normativa que establece la IEC para líneas de alta tensión, como los estudios principales para la planificación de los sistemas eléctricos. Sin embargo, con el fin de obtener una comprensión más completa y precisa del sistema, estos se deben complementar con: estudio de coordinación de protecciones, simulación de fallas simples y dobladas, etc.

Python

```
# MODELAR LA INTERNAL GRID FINAL. Todo es igual menos las secciones de las líneas.
```

```
# Crear network vacía
```

```
net2 = pp.create_empty_network()
```

```
# Crear buses de la fila
```

```
for i in range(ndecolumnas+2):
```

```
    if i==ndecolumnas+1:
```

```
        pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=i)
```

```
    else:
```

```
        pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominalinternagrid/1000, index=i)
```

```
# Crear external grid
```

```
pp.create_ext_grid(net2, i,vm_pu=1.02,
```

```
s_sc_max_mva=20*tensionnominalinternagrid/1000*np.sqrt(3),
```

```
s_sc_min_mva=20*tensionnominalinternagrid/1000*np.sqrt(3)*0.8, rx_max=0.1,
```

```
rx_min=0.20) # Puedes ajustar el "element" según el índice de la línea que quieras cerrar
```

```
# Crear las líneas que conectan aerogeneradores e isla.
```

```
b=0
```

```
for s in seccioneseescogidas2:
    seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones[s]
    if b==ndecolumnas-1:
        #Crear linea. Buses girados por como he ordenado la lista de filas_buses
        pp.create_line_from_parameters(net2, from_bus=b, to_bus=b+1,
length_km=distanciaaerosub, \
                                r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)
    else:
        pp.create_line_from_parameters(net2, from_bus=b, to_bus=b+1,
length_km=distanciaaerosentrecolumnas, \
                                r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)
        b=b+1
    # Crear aerogeneradores.
    for i in range(ndecolumnas):
        pp.create_sgen(net2, i, p_mw=5, sn_mva=5, k=1.2)
    # Crear transformador.
    pp.create_transformer_from_parameters(net2, hv_bus=i+2, lv_bus=i+1,
sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo, \
                                vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000,
vn_lv_kv=tensionnominalinternagrid/1000, \
                                vk_percent=10, vkr_percent=0.3, pfe_kw=30,
i0_percent=0.1, shift_degree=0)
    # Realizar un power flow.
    pp.runpp(net2)
    # Realizar un ensayo cortocircuito para calcular las intensidades de cortocircuito
de los buses
    sc.calc_sc(net2, case="max", ip=True, ith=True, branch_results=True)
```

```
# Almacenar los resultados del ensayo de cortocircuito en un diccionario
corrientes_cc_en_bus={}

for i in range(ndecolumnas+1):

    valor_ikss = round(net2.res_bus_sc.at[i, 'ikss_ka']*1000)

    corrientes_cc_en_bus[i]=valor_ikss

# Visualizar la red

pp.plotting.simple_plot(net, show_plot=True)

return seccioneseescogidas2, corrientes_cc_en_bus
```

Figura 13. Modelización de la internal grid, tipología string.

Como es lógico, para el resto de tipologías se han aplicado sus respectivas modificaciones en ambos fragmentos.

### 3.4.2 Modelización de la línea de transmisión

Al inicio del capítulo, se vio como existe la posibilidad de trabajar con líneas de transmisión en corriente continua o en alterna, sin embargo, “panda powers” está pensado para trabajar exclusivamente en corriente alterna, por lo que en caso de querer modelar en contraparte alterna, se recomienda emplear otros programas especializados, como por ejemplo MatACDC.

Para el modelado de la línea de transmisión se tendrá en cuenta: la “internal grid”, la isla de energía, la línea marina, la subestación onshore, la línea terrestre y el punto de demanda, external grid. Debido a cómo se ha concebido la línea de transmisión, esta permite trabajar a voltajes distintos en las líneas marina y terrestre, por lo que el proceso de automatización del dimensionamiento de los cables deberá realizarse dos veces. Para una tipología string, su correspondiente fragmento de código es:

```
Python
import pandas as pd

import math as ma
```



```
import pandapower as pp

import numpy as np

import pandapower.shortcircuit as sc

def modelizacionlineadetranmision(dlineadetranmision):

    # Importar parámetros de un tipo de cable para ciertos valores de voltajes de un
    # catálogo

    df_tabla2 = pd.read_excel('cablesinternalgrid.xlsx', sheet_name='Sheet4')
    df_tabla5= pd.read_excel('cablesinternalgrid.xlsx', sheet_name='Sheet5')

    # Contar el número de filas no vacías en la hoja Sheet2

    num_filas_no_vacias150 = df_tabla2.shape[0] - df_tabla2.isnull().all(axis=1).sum()

    # Datos Iniciales

    naerogeneradorestotal=dlineadetranmision['naerogeneradorestotal']
    capacidadcorriente = dlineadetranmision['capacidadcorriente']
    resistividadmaterial = dlineadetranmision['resistividadmaterial']
    frecuencia = dlineadetranmision['frecuencia']
    tensionnominalinternagrid = dlineadetranmision['tensionnominalinternagrid']
    distanciaaerosentrecolumnas =
dlineadetranmision['distanciaaerosentrecolumnas']
    distanciaaerosub =dlineadetranmision['distanciaaerosub']
    ndecolumnas = dlineadetranmision['ndecolumnas']
    potencianominalaero = dlineadetranmision['potencianominalaero']
    tensionnominaltramo150 = dlineadetranmision['tensionnominaltramo150']
    tensionnominaltramo220 = dlineadetranmision['tensionnominaltramo220']
    dtramo150=dlineadetranmision['dtramo150']
    dtramo220=dlineadetranmision['dtramo220']
```

```
porcentajecargatrafo=dlineadetransmision['porcentajecargatrafo']

# Calculo de la potencia total de una fila
ptotal=naerogeneradorestotal*potencianominalaero

# Calculo de la resistencia, inductancia y corriente térmica máxima para cada
sección.

secciones150 = {}
for i in range(0, num_filas_no_vacias150):
    seccion = df_tabla2.iloc[i, 0]
    diametro = df_tabla2.iloc[i, 1]
    outerdiametro = df_tabla2.iloc[i, 5]
    c = df_tabla2.iloc[i, 7]

    inominal = capacidadcorriente * seccion

    # Asumo 65 grados para después poder mirar la tabla de corriente en
    cortocircuito máxima.

    # Cálculo resistividad
    pt = 17.54 * (1 + 0.0039 * (65 - 20))

    # Cálculo resistencia específica para corriente continua
    ro = pt / seccion

    # Cálculo efecto pelicular
    ys = (3.28 * (frecuencia**2) * (seccion**2)) / ((pt**2) * (10**8))

    # Configuración flat de cables en la internal grid, por eso "a" es de esta manera.
    Da igual si se considera diametro o outerdiametro.
    a = diametro / (1.26 * diametro)
```

```
# Cálculo efecto proximidad
yf = ys * 2.9 * (a**2)

# Cálculo resistencia específica para corriente alterna
r = ro * (1 + ys + yf)

# Cálculo reactancia específica
x = 0.1445 * ma.log10(1.26 * outerdiametro / diametro ) + 0.0157

# Cálculo de la corriente térmica máxima
max_ith=inominal*3

# Añadimos la información calculada para cada sección a un diccionario
secciones150[seccion] = seccion, r, x, c, inominal, max_ith

#Repetimos el proceso para la tabla de 220

# Contar el número de filas no vacías en la hoja Sheet2
num_filas_no_vacias220 = df_tabla5.shape[0] - df_tabla5.isnull().all(axis=1).sum()

# Calculo de la resistencia, inductancia y corriente térmica máxima para cada
sección.
secciones220 = {}
for i in range(0, num_filas_no_vacias220):
    seccion = df_tabla5.iloc[i, 0]
    diametro = df_tabla5.iloc[i, 1]
    outerdiametro = df_tabla5.iloc[i, 5]
    c = df_tabla5.iloc[i, 7]
```

inominal = capacidadcorriente \* seccion

# Asumo 65 grados para después poder mirar la tabla de corriente en cortocircuito máxima.

# Cálculo resistividad

pt = 17.54 \* (1 + 0.0039 \* (65 - 20))

# Cálculo restistencia específica para corriente continua

ro = pt / seccion

# Cálculo efecto pelicular

ys = (3.28 \* (frecuencia\*\*2) \* (seccion\*\*2)) / ((pt\*\*2) \* (10\*\*8))

# Configuración flat de cables en la internal grid, por eso "a" es de esta manera. Da igual si se considera diametro o outerdiametro.

a = diametro / (1.26 \* diametro)

# Cálculo efecto proximidad

yf = ys \* 2.9 \* (a\*\*2)

# En la resietncia en corriente alterna se debe tener en cuenta el efectoskin y el de proximidad

r = ro \* (1 + ys + yf)

# Cálculo reactancia específica

x = 0.1445 \* ma.log10(1.26 \* outerdiametro / diametro ) + 0.0157

# Cálculo de la corriente térmica máxima

max\_ith=inominal\*3

# Añadimos la información calculada para cada sección a un diccionario

secciones220[seccion] = seccion, r, x, c, inominal, max\_ith

```
# Convertir el diccionario en un DataFrame
df_tabla4 = pd.DataFrame.from_dict(secciones150, orient='index')

# Renombrar las columnas para que coincidan con las claves del diccionario
df_tabla4.columns = ['seccion', 'r', 'x','c', 'inominal', 'max_ith']

#Ver la intensidad del tramo de 150v
intensidad1=round((ptotal) / (ma.sqrt(3) * tensionnominaltramo150))

# Escoger la sección óptima el tramo de 150v en función de la intensidad
coincidencias = df_tabla4[df_tabla4['inominal'] == intensidad1]
if not coincidencias.empty:
    seccioneseleccionadas150 = (coincidencias['seccion'].iloc[0])
else:
    # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado
    pareja_anterior = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] < intensidad1)].tail(1)
    pareja_siguiete = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] > intensidad1)].head(1)

    if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
        # Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad
        seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]
        seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
        seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))
        seccioneseleccionadas150=seccioncorregida

    if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
        seccioncorregida = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
```

```
seccioneseleccionadas150=seccioncorregida

if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiete.empty:
    seccioncorregida = "pasa el máximo"
    seccioneseleccionadas150=seccioncorregida

#Repetimos el proceso para la tabla de 220

# Convertir el diccionario en un DataFrame
df_tabla6 = pd.DataFrame.from_dict(secciones220, orient='index')

# Renombrar las columnas para que coincidan con las claves del diccionario
df_tabla6.columns = ['seccion', 'r', 'x','c', 'inominal', 'max_ith']

#Ver la intensidad del tramo de 220v
intensidad2=round((ptotal) / (ma.sqrt(3) * tensionnominaltramo220))

# Escoger la sección óptima el tramo de 220v en función de la intensidad
coincidencias = df_tabla6[df_tabla6['inominal'] == intensidad2]
if not coincidencias.empty:
    seccioneseleccionadas220 = (coincidencias['seccion']).iloc[0]
else:
    # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado
    pareja_anterior = df_tabla6[(df_tabla6['inominal'] < intensidad2)].tail(1)
    pareja_siguiete = df_tabla6[(df_tabla6['inominal'] > intensidad2)].head(1)

if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
```

```
# Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad
```

```
seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]
```

```
seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
```

```
seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))
```

```
seccioneseleccionadas220=seccioncorregida
```

```
if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
```

```
seccioncorregida = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
```

```
seccioneseleccionadas220=seccioncorregida
```

```
if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiete.empty:
```

```
seccioncorregida = "pasa el máximo"
```

```
seccioneseleccionadas220=seccioncorregida
```

```
# MODELAR UNA LINEA DE TRANSMISIÓN PROVISIONAL
```

```
# Crear network vacía
```

```
net = pp.create_empty_network()
```

```
# Crear buses de la fila
```

```
pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominalinternagrid/1000, index=0)
```

```
pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=1)
```

```
pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=2)
```

```
pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominaltramo150/1000, index=3)
```

```
pp.create_bus(net, vn_kv=tensionnominaltramo150/1000, index=4)
```

# Crear internal grid, simulada como un aerogenerador gigante que proporciona toda la potencia.

```
pp.create_sgen(net, 0, p_mw=ptotal/1000000, sn_mva=ptotal/1000000, k=1.2)
```

# Crear transformadores y líneas

```
pp.create_transformer_from_parameters(net, hv_bus=1,  
lv_bus=0,sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo,  
vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000, \
```

```
vn_lv_kv=tensionnominalinternagrid/1000, vk_percent=10,  
vkr_percent=0.3, \
```

```
pfe_kw=30, i0_percent=0.1, shift_degree=0)
```

```
seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones220[seccioneselegidas220]
```

```
pp.create_line_from_parameters(net, from_bus=1, to_bus=2,  
length_km=dtramo220, \
```

```
r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,  
max_i_ka=max_ith)
```

```
pp.create_transformer_from_parameters(net, hv_bus=2, lv_bus=3,  
sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo,  
vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000, \
```

```
vn_lv_kv=tensionnominaltramo150/1000, vk_percent=10,  
vkr_percent=0.3, \
```

```
pfe_kw=30, i0_percent=0.1, shift_degree=0)
```

```
seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones150[seccioneselegidas150]
```

```
pp.create_line_from_parameters(net, from_bus=3, to_bus=4,  
length_km=dtramo150, \
```



```

        r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)

# Crear external grid

pp.create_ext_grid(net, 4,vm_pu=1.02,
s_sc_max_mva=20*(tensionnominaltramo150/1000)*np.sqrt(3), \
        s_sc_min_mva=20*(tensionnominaltramo150/1000)*np.sqrt(3)*0.8,
rx_max=0.1, rx_min=0.20) # Puedes ajustar el "element" según el índice de la línea
que quieras cerrar

# Realizar un power flow

pp.runpp(net)

# Guardar el dato de la intensidad de la línea de 220kv resultado del powerflow

corriente220 = net.res_line.loc[0, 'i_ka']*1000

# Corregir la intensidad en base a los resultados del powerflow

coincidencias = df_tabla6[df_tabla6['inominal'] == corriente220]

if not coincidencias.empty:
    seccioneselegidas220_2 = (coincidencias['seccion'].iloc[0])
else:
    # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado
    pareja_anterior = df_tabla6[(df_tabla6['inominal'] < corriente220)].tail(1)
    pareja_siguiete = df_tabla6[(df_tabla6['inominal'] > corriente220)].head(1)

if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
    # Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad
```

```
seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]
seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))
seccioneseescogidas220_2=seccioncorregida

if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
    seccioncorregida = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
    seccioneseescogidas220_2=seccioncorregida

if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiete.empty:
    seccioncorregida = "pasa el máximo"
    seccioneseescogidas220_2=seccioncorregida

# Guardar el dato de la intensidad de la línea de 150kv resultado del powerflow
corriente150 = net.res_line.loc[1, 'i_ka']*1000

# Corregir la intensidad en base a los resultados del powerflow
coincidencias = df_tabla4[df_tabla4['inominal'] == corriente150]
if not coincidencias.empty:
    seccioneseescogidas150_2 = (coincidencias['seccion'].iloc[0])
else:
    # Encontrar las parejas de valores voltaje-intensidad que rodean al par dado
    pareja_anterior = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] < corriente150)].tail(1)
    pareja_siguiete = df_tabla4[(df_tabla4['inominal'] > corriente150)].head(1)

if not pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
```

```
# Obtener la sección de la pareja de mayor voltaje-intensidad
```

```
seccion_anterior = pareja_anterior['seccion'].iloc[0]
```

```
seccion_siguiete = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
```

```
seccioncorregida = (max(seccion_anterior, seccion_siguiete))
```

```
seccioneseleccionadas150_2=seccioncorregida
```

```
if pareja_anterior.empty and not pareja_siguiete.empty:
```

```
seccioncorregida = pareja_siguiete['seccion'].iloc[0]
```

```
seccioneseleccionadas150_2=seccioncorregida
```

```
if not pareja_anterior.empty and pareja_siguiete.empty:
```

```
seccioncorregida = "pasa el máximo"
```

```
seccioneseleccionadas150_2=seccioncorregida
```

# MODELAR UNA LINEA DE TRANSMISIÓN FINAL. Todo es igual menos las secciones de las líneas.

```
# Crear network vacía
```

```
net2 = pp.create_empty_network()
```

```
# Crear buses de la fila
```

```
pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominalinternagrid/1000, index=0)
```

```
pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=1)
```

```
pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominaltramo220/1000, index=2)
```

```
pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominaltramo150/1000, index=3)
```

```
bus4=pp.create_bus(net2, vn_kv=tensionnominaltramo150/1000, index=4)
```

# Crear internal grid, simulada como un aerogenerador gigante que proporciona toda la potencia.

```
pp.create_sgen(net2, 0, p_mw=ptotal/1000000, sn_mva=ptotal/1000000, k=1.2)
```

# Crear transformadores y líneas

```
pp.create_transformer_from_parameters(net2, hv_bus=1, lv_bus=0,  
sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo,  
vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000, \  
vn_lv_kv=tensionnominalinternagrid/1000, vk_percent=10,  
vkr_percent=0.3, \  
pfe_kw=30, i0_percent=0.1, shift_degree=30)
```

```
seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones220[seccioneselecogidas220_2]
```

```
pp.create_line_from_parameters(net2, from_bus=1, to_bus=2,  
length_km=dtramo220, \  
r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,  
max_i_ka=max_ith)
```

```
pp.create_transformer_from_parameters(net2, hv_bus=2, lv_bus=3,  
sn_mva=(ptotal/1000000)/porcentajecargatrafo,  
vn_hv_kv=tensionnominaltramo220/1000, \  
vn_lv_kv=tensionnominaltramo150/1000, vk_percent=10,  
vkr_percent=0.3, \  
pfe_kw=30, i0_percent=0.1, shift_degree=30)
```

```
seccion, r, x, c, inominal, max_ith = secciones150[seccioneselecogidas150_2]
```

```
pp.create_line_from_parameters(net2, from_bus=3, to_bus=4,
length_km=dtramo150, \
                                r_ohm_per_km=r,x_ohm_per_km=x, c_nf_per_km=c,
max_i_ka=max_ith)

# Crear external grid

pp.create_ext_grid(net2, 4,vm_pu=1.02,
s_sc_max_mva=20*tensionnominaltramo150/1000*np.sqrt(3), \
                s_sc_min_mva=20*tensionnominaltramo150/1000*np.sqrt(3)*0.8,
rx_max=0.1, rx_min=0.20) # Puedes ajustar el "element" según el índice de la línea
que quieras cerrar

# Realizar un power flow

pp.runpp(net2)

# Realizar un ensayo cortocircuito para calcular las intensidades de cortocircuito
en los buses

sc.calc_sc(net2, case="max", ip=True, ith=True, branch_results=True)

# Almacenar los resultados del ensayo de cortocircuito en un diccionario

corrientes_cc_en_bus={}

num_bus = len(net2.bus)

for i in range(num_bus):

    valor_ikss = round(net2.res_bus_sc.at[i, 'ikss_ka']*1000)

    corrientes_cc_en_bus[i]=valor_ikss

# Visualizar la red

pp.plotting.simple_plot(net, show_plot=True)

# Potencia reactiva a compensar
```

```
q_mvar_bus4_before = net2.res_bus.loc[bus4, "q_mvar"]

print("Potencia reactiva a compensar: {:.2f} Mvar".format(q_mvar_bus4_before))

return seccioneseescogidas220_2,
seccioneseescogidas150_2,corrientes_cc_en_bus,q_mvar_bus4_before
```

*Figura 14. Modelización de la línea de transmisión.*

Como se puede observar en la “Figura 14”, esta modelización es similar a la anterior. Sin embargo, se pueden observar algunas claras diferencias:

1. La internal grid queda representada en el sistema como un aerogenerador único que proporciona toda la potencia. Se puede realizar esta aproximación ya que previamente se ha realizado el estudio particular de la intern grid y porque la diferencia en los niveles de voltaje, intensidad y potencia que llegan a la isla es despreciable.
2. Como se mencionó al inicio, en caso de trabajar a voltajes distintos en las líneas marina y terrestre, se realiza el proceso de automatización del cableado dos veces. Una vez conocido el tipo de cable óptimo, conociendo la distancia desde la ubicación de la isla hasta el punto de demanda, se puede calcular su respectivo coste.
3. No se hace uso de un transformador en el punto de demanda, external grid, ya una disminución del voltaje tan brusca, en una sola fase, da como resultado una corriente de cortocircuito elevadísima y esto no es representativo ya que este tipo de transformaciones acostumbra a hacerse en varias fases.
4. Debido a las largas distancias y los diversos elementos presentes en la línea, se acumula una potencia reactiva que no realiza trabajo útil. Por lo tanto, se utilizan compensadores para equilibrar el sistema.

Al igual que el anterior, este código proporciona la información necesaria para una óptima selección de la tecnología de la línea de transmisión. Además, se ha creído conveniente realizar una “toy case”, ya aunque en el papel se siga una lógica correcta, es importante comprobar que funciona correctamente. Tanto el fragmento de código como el “toy case” se encuentran en una serie de archivos de extensión “ipynb” adjuntos a la memoria.

## 4. Diseño de una isla de energía

Los dos aspectos fundamentales a la hora de elaborar el diseño de cualquier construcción son las cargas y la geometría, ya que el estudio de una condiciona el modelado de la otra. Para el correcto análisis de este bloque, es conveniente desglosarlo en cuatro apartados:

1. Hipótesis
2. Normativa
3. Diseño de la infraestructura
4. Diseño de los aerogeneradores

Los costes originados en la etapa de diseño se clasifican como “Devex”.

### 4.1 Hipótesis

Con el fin de acotar y reducir la complejidad del estudio, se debe trabajar bajo unas hipótesis. Estas son:

1. El proyecto se situaría en el Mar del Norte, por lo que la profundidad media es de entre veinte y treinta metros.
2. Se tomarán como referencia para el diseño de la superestructura las plataformas petrolíferas debido a la inexistencia actual de islas de energía y a su gran parecido con estas.
3. Únicamente se tendrán en cuenta, las cargas muertas a la hora de dimensionar la superestructura.
4. El estudio de la sección más comprometida de la plataforma se extrapolaría al resto de secciones.
5. Cada pilar tendría una forma cilíndrica y un valor de diámetro fijo, dimensionado exclusivamente por el punto de máximo esfuerzo en la base del pilar.

### 4.2 Normativa

Así como existen estándares técnicos y regulaciones que garantizan que los sistema de generación, transmisión y distribución de energía cumpla con los requisitos de eficiencia y seguridad, existe un equivalente a estos en el ámbito del diseño. Más que normativas, se tratan de [sociedades de clasificación](#). Por lo tanto, es imprescindible trabajar en

colaboración con estas sociedades y cumplir con sus requisitos para garantizar su aprobación. De lo contrario, podrían haber repercusiones a nivel financiero, legal, operativo, etc.

## 4.3 Diseño de la infraestructura

La infraestructura está conformada por dos partes: la superestructura, el conjunto de vigas que soportan los elementos funcionales de la plataforma como las instalaciones y equipos que están por encima de la línea de flotación, y los pilares, que se encuentran por debajo. Existen diversos tipos de infraestructuras, cada una pensada para trabajar bajo ciertas condiciones, por lo que es esencial escoger la óptima para la futura localización de la isla antes de entrar en su diseño.

### 4.3.1 Elección del tipo de infraestructura:

Debido a que el proyecto danés es muy innovador, todavía no existen islas de este tipo. Si bien es cierto que países como Emiratos Árabes Unidos o Maldivas han o están desarrollando islas artificiales, sus características y método de construcción no se asemejan. Ellos ganan metros añadiendo tierra o creando barreras marítimas en una superficie ya existente, mientras que en este proyecto se busca crear una isla artificial de la nada en un medio acuático. Es por esto por lo que se debe tomar como referencia a su pariente más cercano, las plataformas petrolíferas (Hipótesis 2).

Entre ellas distinguimos entre las de perforación y las de producción. Para lo que concierne a este proyecto, solo se tendrán en cuenta las últimas. Las plataformas principales son:

1. [Semisumergible.](#)
2. [Torres Fijas.](#)
3. [Plataforma de Patas Tensoras \(TLP\).](#)
4. [Estructuras por gravedad.](#)

Una vez expuestos los tipos de plataforma, se deben tener en cuenta una serie de factores para determinar cuál es la que mejor se adapta a las características y ubicación del proyecto. Estos son:

1. Profundidad: La plataforma debería ser capaz de trabajar a una profundidad de entre veinte y treinta metros (Hipótesis 1).



2. Capacidad de carga: La instalación debería ser capaz de soportar el peso de la subestación de transmisión, las baterías, las viviendas y otros elementos.
3. Estabilidad: La opción escogida debería ser altamente estable.

Se ha decidido no incluir el lecho marino como factor a tener en cuenta ya que, todo y que el lecho marino del mar del norte es principalmente arenoso y contiene depósitos de sedimentos marinos, esta afirmación es una generalidad y se deberían realizar los estudios previos pertinentes.

Por lo tanto, de los cuatro tipos de plataformas a considerar, los resultados son:

PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN	PROFUNDIDAD	CAPACIDAD DE CARGA	ESTABILIDAD
SEMISUMERGIBLES	x	x	✓
TORRES FIJAS	x	✓	✓
PLATAFORMAS DE PATAS TENSORAS (TLP)	x	✓	✓
ESTRUCTURAS POR GRAVEDAD	✓	✓	✓

*Tabla 1. Criterio de elección de la plataforma.*

De la “Tabla 1” se deduce que la opción óptima es una estructura por gravedad. Estas son capaces de trabajar a la profundidad solicitada, soportar grandes cargas en cubierta y conocidas por su estabilidad en el lecho marino. De hecho, se ha demostrado que son más competitivas que otras estructuras cuando sirven como base de turbinas eólicas en aguas de profundidad media, baja. El único inconveniente que presentan es su gran efecto de socavación del lecho marino, y más en un como el del Mar del Norte. Todo y así, se pueden implementar diversas medidas para contrarrestar su efecto como lo son la utilización de cimentaciones adecuadas, sistemas de protección contra la erosión y el monitoreo regular del lecho marino. De esta manera se conseguiría identificar posibles problemas con antelación y tomar medidas correctivas.

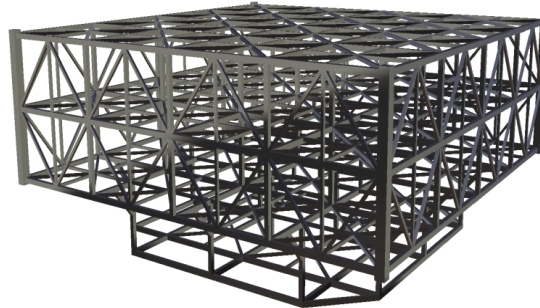
#### 4.3.2 Diseño conceptual de la superestructura

Para su correcta concepción se debe: realizar un dimensionamiento preliminar, definir las cargas y elementos, modelar la superestructura y aplicar un método de repartición de cargas. Esto permite entender su comportamiento a partir de la disposición de los elementos en base a los perfiles escogidos para las vigas. Por otro lado, será fundamental la elección de los [materiales](#) y su correcta disposición.

#### 4.3.2.1 Dimensionamiento preliminar de la superestructura

En primer lugar, se deben establecer las dimensiones iniciales de la superestructura (altura, anchura y longitud) así como el perfil de las barras y el número de niveles en el que estaría dividida. Además, se debe determinar el número de pilares y su disposición.

El diseño de preliminar debería asemejarse a algo así:



*Figura 15. Diseño preliminar de la superestructura.*

En segundo lugar, se debe considerar qué elementos se pretenden integrar en la estructura y proponer una primera distribución. Estos elementos son conocidos como "Topside" y entre ellos se encuentra: la subestación de transmisión, los sistemas de almacenamiento, las áreas de investigación, las viviendas, etc. Para la isla que se pretende modelizar en este proyecto, los únicos elementos "Topside" presentes son los necesarios para la transmisión y distribución de energía, por lo que no se considera la presencia de aerogeneradores encima de esta. Estos estarán alrededor de la isla.

#### 4.3.2.2 Definición de cargas y elementos

Escogidos los "TopSides" y su distribución preliminar, se deben determinar las cargas que dichos elementos transmiten al conjunto de vigas. Existen varios tipos de [cargas](#), pero en este estudio únicamente se tendrán en cuenta las cargas muertas (hipótesis 3). Para determinar la carga ejercida por cada elemento se debe seguir el método "[peso/cargas](#)".

#### 4.3.2.3 Modelado de la superestructura

Este debe realizarse acorde al siguiente esquema:

1. Determinar las secciones comprometidas y las cargas que se deben soportar:

En primer lugar, se calcula la relación peso/área de cada elemento para así poder determinar las selecciones candidatas. Como es lógico, estas secciones se encontrarán

debajo de los módulos más pesados. En segundo lugar, se recurre al método del “[cálculo diferencial de área](#)” y se establece cuál de las candidatas es la más comprometida.

2. Analizar el modelado de barras:

Una vez determinadas las cargas, se introducen los datos en un programa de cálculo especializado. Softwares comúnmente utilizados en el ámbito de las ingenierías son “Ansys” o el “Autodesk Robot Structural Analysis Professional”. A fin de tener en cuenta las cargas no consideradas, como por ejemplo son los forjados, y trabajar bajo un coeficiente de seguridad, se debe añadir una sobrecarga metro cuadrado. Dicho coeficiente de seguridad dependerá de la naturaleza, materiales, dimensiones y posición, en voladizo o no, de cada elemento.

Llegados a ese punto, se procede a realizar el análisis que permita determinar el comportamiento de la sección ante las cargas impuestas. El método sigue el siguiente esquema:

1. Realizar un análisis exhaustivo de las tensiones máximas y mínimas de las barras, las reacciones y los desplazamientos de la sección más comprometida.
2. Comparar los resultados obtenidos con los límites establecidos tanto por el proyecto como por la sociedad de clasificación. En caso de no cumplirlos, se deberá modificar la superestructura cambiando el perfil de ciertas barras o, como último recurso, cambiando el diseño de la superestructura. Este es un método iterativo que se deberá repetir cuantas veces sea necesario.
3. Mediante la extrapolación de los resultados obtenidos en el apartado anterior (Hipótesis 4), determinar la estructura completa teniendo en cuenta las dimensiones preliminares.
4. Validar la estructura teniendo en cuenta las cargas proporcionadas por todos los elementos TopSide. En este apartado se deberá repetir el análisis efectuado en los puntos 1 y 2, añadiendo la posibilidad de cambiar la disposición de los “TopSide”, y analizar en conjunto el comportamiento de todas las secciones.

Una vez finalizado, se obtendría el diseño final de la superestructura, donde quedarían perfectamente definidas las dimensiones, los perfiles de las barras y la distribución de los elementos “TopSide”.

### **4.3.3 Diseño conceptual de los pilares:**

Las plataformas por gravedad se caracterizan por tener pilares de hormigón armado capaces de soportar todas aquellas cargas que puedan transmitir la superestructura y otras que puedan sufrir estos. Este tipo de columnas están sujetas por los dos extremos, uniendo

la superestructura con el fondo marino. Para su correcto modelado, se debe: realizar un dimensionamiento preliminar, definir las cargas, redimensionar (en caso de ser necesario) y determinar el diseño definitivo. Esto permite entender el comportamiento de los pilares a partir de las acciones a las que están sometidos por las distintas cargas en base a su geometría.

#### 4.3.3.1 Dimensionamiento preliminar

En primer lugar, se deben concebir un diseño conceptual, determinado el número de pilares y sus dimensiones básicas, y el tipo y dirección de soportes y anclajes empleados.

1. Pilares: El número de pilares, definido a nivel preliminar en el diseño de la superestructura, se deberá refinar teniendo en consideración factores como el tamaño final de la superestructura, el tipo de fondo marino o las condiciones ambientales. El análisis previamente realizado de la superestructura debería aportar la disposición y distancia entre cada uno de los pilares, y su longitud.
2. Soporte y anclaje: El tipo depende de los mismos criterios empleados en la elección final del número de pilares. Sin embargo, su ubicación debe ser determinada en función de las direcciones de las cargas ambientales.

En segundo lugar, se debe determinar el radio de los pilares. Para ello, es necesario realizar una serie de consideraciones y cálculos previos antes de determinar el valor real del mismo, teniendo en cuenta las inestabilidades elásticas. El esquema a seguir es:

1. [Determinar el tipo de hormigón.](#)
2. [Calcular el esfuerzo normal a compresión.](#)
3. [Calcular el radio del pilar.](#)
4. [Calcular el Pandeo.](#)

#### 4.3.3.2 Cargas:

Además de las cargas muertas, las otras cargas que reciben los pilares son las ambientales. Sin embargo, es preciso aclarar que, aunque no se tengan en cuenta para este estudio, también se deberían considerar las resultantes de la interacción suelo-pilar, características de la cimentación profunda en las estructuras por gravedad. Evaluando esta interacción es posible realizar un análisis de asentamientos y determinar la estabilidad lateral y la capacidad de carga de la cimentación, complementando la información extraída acerca de la capacidad de carga en los estudios previos.

#### 4.3.2.1 Cargas ambientales de estudio

Se deben estudiar todas aquellas cargas ambientales registradas por las boyas meteorológicas que sean mínimamente significativas. Teniendo en cuenta las características y ubicación del proyecto, las cargas de estudio más relevantes serían el oleaje y las corrientes. Además, se debe tener en cuenta la dirección de estas con el fin de determinar la ubicación de los soportes y anclajes.

#### 4.3.2.2 Cuantificar las cargas de estudio

Estas cargas desarrollan una fuerza y un momento, y para cuantificarlas correctamente se debe emplear un método analítico. Lo más conveniente es que este sea apoyado y validado por softwares informáticos tipo “SeaFEM”.

##### 4.3.2.2.1 Fuerza hidrodinámica:

En el caso del oleaje, la fuerza desarrollada por este se cuantifica mediante la [ecuación de Morison](#), mientras que para la corriente, se emplea [la suya correspondiente](#).

##### 4.3.2.2.2 Momento:

En el caso del oleaje, el momento se cuantifica empleando su [método correspondiente](#), mientras que en el caso de la corriente, esta se calcula mediante [su fórmula correspondiente](#).

#### 4.3.3 Diseño definitivo

Una vez conocidos los valores de las cargas ambientales que afectan a los pilares, estos se deben incluir en su dimensionamiento. Cada pilar se verá afectado por el esfuerzo actuante normal a compresión (kN), proporcionado por el peso de la plataforma y los elementos “TopSide”, y por un momento flector total cuyas componentes son el momento debido al oleaje, a la corriente y al momento de pandeo. Para determinar el radio adecuado, es preciso considerar la situación más desfavorable, es decir, cuando el momento total es máximo. Los momentos de oleaje y corriente han sido descritos en el apartado anterior, por lo que quedaría calcular el [momento de pandeo](#). Para ello, será necesario determinar la [excentricidad total](#).

Una vez determinados los valores finales de los esfuerzos que tiene que soportar cada pilar, se [verifica](#) que la sección sea capaz de soportar las tensiones; en caso contrario se realiza

un redimensionamiento. De esta forma, se obtiene el valor de radio final y por ende el diseño definitivo.

#### 4.4 Diseño de los aerogeneradores

La metodología que se sigue en el diseño de los aerogeneradores se asemeja a la de la infraestructura, pero con algunas diferencias claras. En caso de requerir una plataforma de transición, elemento que se coloca entre el aerogenerador y la estructura base que se ancla al lecho marino, no es necesario ningún estudio extenso de repartición de cargas ni dimensionamiento, ya que la única carga muerta transmitida es la del propio aerogenerador. Al igual que sucede en el diseño de la infraestructura, es esencial escoger la base estructural óptima, la estructura encargada de anclar el aerogenerador con el lecho marino. Existen dos grandes grupos:

1. [Estructuras Fijas.](#)
2. [Estructuras Flotantes.](#)

Una vez expuestas ambas opciones, se deben tener en cuenta una serie de factores para determinar cuál es la que mejor se adapta a las características y ubicación del proyecto. Para ello, se decide construir la siguiente tabla:

Parámetros	Estabilidad y Resistencia	Profundidad Máxima de Instalación	Complejidad de Construcción	Costos de Construcción y Transporte	Dependencia de Condiciones del Suelo	Impacto en el Medio Ambiente	Capacidad de Reubicación/Desmantelamiento	Requerimientos de Mantenimiento
Estructuras Fijas	Alta	Limitada	Moderada	Variables	Moderada	Moderado/Alto	Baja	Moderados
Estructuras Flotantes	Variable	Mayor	Alta/Moderada	Altos	Baja/Moderada	Moderado	Alta/Moderada	Altos/Moderados

*Tabla 2. Criterio de elección de tipo de estructura base para los aerogeneradores.*

De la “Tabla 2” se deduce que las estructuras fijas son la mejor opción. Estas ofrecen una mayor estabilidad y resistencia en aguas someras, mientras que las estructuras flotantes son más adecuadas para aguas profundas debido a su flexibilidad y capacidad de reubicación. Además, las estructuras fijas presentan una complejidad técnica, de diseño y un coste menor que las flotantes.

Una vez escogida la estructura adecuada, se debe elegir el tipo en particular. Principalmente, existen tres modelos:

1. [Monopile.](#)
2. [Gravity Based Foundation \(GBF\).](#)
3. [Jacket.](#)

Una vez expuestas las opciones, se deben tener en cuenta una serie de factores para determinar cuál es la que mejor se adapta a las características y ubicación del proyecto. Para ello, se decide construir la siguiente tabla:

Parámetros	Estabilidad y Resistencia	Profundidad Máxima de Instalación	Complejidad de Construcción	Costos de Construcción y Transporte	Dependencia de Condiciones del Suelo	Impacto en el Medio Ambiente	Capacidad de Reubicación/Desmantelamiento	Requerimientos de Mantenimiento
Monopile	Alta	Limitada	Baja/Moderada	Moderados	Baja/Moderada	Moderado	Baja	Moderados
GBF	Alta	Mayor	Alta	Altos	Moderada	Moderado	Moderada/Alta	Altos
Jacket	Alta	Mayor	Alta/Moderada	Altos	Moderada	Moderado	Moderada/Alta	Altos

*Tabla 3. Criterio de elección de tipo de estructura fija para los aerogeneradores.*

De la “Tabla 3” se deduce que el monopile es la mejor opción. Este ofrece una alta estabilidad y resistencia en condiciones marinas adversas, sus costes de construcción son más bajos y menor complejidad en comparación con la GBF y el jacket y, además, el monopile ofrece mayores ventajas en términos de eficiencia en aguas someras respecto a las otras dos opciones.

Una vez conocido el tipo de estructura a emplear, se procede a su dimensionamiento. Dado que el monopile se asemeja mucho a un pilar de la infraestructura, se puede emplear la misma metodología de estudio. Se debe realizar un dimensionamiento preliminar, identificar y cuantificar las cargas y verificar, redimensionar y determinar el diseño definitivo.

## 5. Construcción de la isla de energía

La isla de energía está formada por dos bloques principales, la isla artificial y el conjunto de aerogeneradores circundantes, no se contempla la subestación terrestre. Cada uno sigue su correspondiente metodología de construcción en la que se consideran como principales los costes de adquisición, transporte e instalación. Estos se clasifican como “Capex”.

### 5.1 Construcción de los aerogeneradores

La estructura global de un aerogenerador marino de base “monopile”, escogida como la opción óptima para el proyecto en el apartado de diseño, consta de tres partes principales: el aerogenerador en sí, la plataforma de transición y la base estructural. Por un lado estudiaremos la base estructural, también conocida como cimentación, y por otro el conjunto plataforma aerogenerador; la suma de los costes calculados en ambas secciones equivale al coste total de construcción de los aerogeneradores. Recordar que el coste de adquisición del aerogenerador en sí se discute en el apartado de la selección de la tecnología y no en este.

#### 5.1.1 Cimentación

La metodología de construcción seguida en un cimentación “monopile” es:

1. Transporte y posicionamiento: El monopile, que es una estructura cilíndrica de acero de gran tamaño, se transporta por mar desde el puerto hasta el sitio de instalación. Una vez en el lugar, se utiliza una grúa especializada para posicionar el monopile verticalmente en el lecho marino.
2. Martilleo: Para asegurar su estabilidad, se utiliza un martillo hidráulico para hundirlo en el monopile en el lecho marino. Este se coloca en la parte superior del monopile y ,mediante golpes repetitivos, lo impulsa y clava en el suelo marino. La profundidad de instalación debe ir en consonancia con los requisitos especificados en el diseño.
3. Verificación y ajuste: Después de instalar el monopile, se realizan inspecciones y mediciones para asegurar que el elemento esté correctamente alineado.
4. Añadir grava de protección: Una vez que el monopile está firmemente asentado en el lecho marino, se puede agregar una capa de grava alrededor de la base para proporcionar protección adicional contra la erosión y los impactos.



La metodología se debe adaptar a las condiciones específicas de la zona, estudios previos, con el fin de mitigar el impacto ambiental y maximizar la seguridad. Esto puede conllevar la implementación de estrategias y protocolos específicos.

Respecto a los costes, el de adquisición depende, principalmente, de la profundidad a la que es instalado y del aerogenerador que se colocará sobre esta. Para el cálculo de este se emplea la [ecuación cimentación monopile](#). Esta recoge el coste de una cimentación “monopile” en función de la profundidad media del parque, la potencia nominal, la altura de la torre y el diámetro del rotor; estas últimas son variables que definen la masa del aerogenerador.

En cuanto al coste de transporte e instalación, este se calcula mediante una [ecuación de elaboración propia](#), basada en [46], en la que se expresa este en función de la distancia entre el puerto y el sitio de construcción, los tiempos de carga e instalación, el estado del mar, etc. Se ha considerado conveniente realizar el cálculo de ambos costes mediante la misma ecuación ya que es muy común que se emplee la misma embarcación para ambas funciones.

### 5.1.2 Aerogenerador y plataforma de transición

El aerogenerador está constituido por cuatro elementos que deben ser ensamblados: la torre, la góndola, el buje y las palas. El orden y lugar en el que son ensamblados no es arbitrario y se debe seguir la siguiente metodología de construcción:

1. Ensamblaje en tierra: Se ensambla en tierra firme el conjunto de la góndola (que contiene el generador y otros componentes eléctricos)-bujepaladas dado que estos elementos son más livianos y pueden ser transportados juntos en una sola embarcación. Además, el ensamblaje en tierra proporciona un entorno seguro y controlado, lo que facilita el proceso, garantiza una mayor calidad y permite realizar revisiones, pruebas y ajustes.
2. Transporte: El conjunto góndola-bujepaladas ensamblado, los segmentos que conforman la torre y la plataforma de transición se transportan desde tierra firme hasta la ubicación seleccionada en el mar. Debido a las limitaciones de peso y dimensiones del conjunto y la torre, se opta por segmentar la torre en varios elementos. Esto permite un transporte más eficiente y maniobrable, considerando las restricciones impuestas por la compañía de transporte marítimo. Es importante asegurar correctamente la carga durante el transporte utilizando embarcaciones especializadas.
3. Instalación en alta mar: En el sitio de instalación, tras colocar la plataforma de transición, se utilizan grúas y equipos especializados para izar e instalar los

elementos uno a uno sobre esta. Los segmentos de la torre se colocan de forma secuencial y finalmente se monta el conjunto góndola-buje-palas en la parte superior de la torre. Durante este proceso, se realizan pruebas y comprobaciones para asegurar la correcta instalación y funcionamiento de cada elemento.

La metodología se debe adaptar a las condiciones específicas de la zona, estudios previos, con el fin de mitigar el impacto ambiental y maximizar la seguridad. Esto puede conllevar la implementación de estrategias y protocolos específicos.

Respecto a los costes, hay dos de instalación: en tierra y en mar. El coste de instalación en tierra depende del número de palas del aerogenerador y del tiempo de instalación pala-buje y buje-góndola. El de mar, en cambio, es algo más complejo ya que al estar la torre segmentada y cargar el conjunto palas-buje-góndola por separado, se deben tener en cuenta los tiempos de subida y de bajada de cada elemento en el cálculo del tiempo de instalación total. Para automatizarlo, se ha ideado el siguiente fragmento de código:

```
Python
tinstalacionmar=tinstalacionbase

for i in range(1, ninttorre + 1):

    # multiplico por 1.5 ya que se tarda 1 en subir y la mitad en bajar

    a = (1.5) * ((alturatorre / ninttorre) / velocidadgrua)*i

    if i == ninttorre:

        t= 2*a + tinstalacionsegmentostorre + tinstalacionbujе

        tinstalacionmar += t

    else:

        t= a + tinstalacionsegmentostorre

        tinstalacionmar += t
```

*Figura 16. Automatización del cálculo de tiempo de instalación del conjunto plataforma-aerogenerador.*

Como se puede observar en la “Figura 15”, se ha trabajado bajo la hipótesis de que la grúa tarda un cincuenta por ciento más en subir, ya que está cargada, que en bajar. Este número debe modificarse según las especificaciones del proyecto.

En cuanto al coste de transporte e instalación, se emplea la misma lógica y ecuación que en la cimentación, considerando como tiempo de instalación únicamente el del mar.

## 5.2 Construcción de la isla artificial

La infraestructura global de un isla marina artificial del tipo “gravedad”, escogida como la opción óptima para el proyecto en el apartado de diseño, consta de dos partes principales: los pilares y la superestructura. Es en estas dos secciones en las que se divide el estudio; la suma de los costes calculados en ambas equivale al coste total de construcción de la isla artificial. El coste de adquisición de los elementos “Top Sides” en sí se discute en el apartado de la selección de la tecnología, y su metodología de instalación/construcción queda fuera del alcance del proyecto.

### 5.2.1 Pilares

La construcción de los pilares se realiza en dos etapas: perforación e instalación de pilares. En la primera, se perfora el lecho marino utilizando maquinaria especializada para crear agujeros de profundidad y diámetro específicos y se colocan los pilotes. Los pilotes son elementos alargados que se colocan en las perforaciones y proporcionan una base sólida para la estructura. En la segunda, los pilares, prefabricados y segmentados, se colocan en las perforaciones y se hunden lentamente en el lecho marino por su propio peso para luego ser conectados con la estructura principal. Respecto a los costes, por conveniencia, no se tendrá en cuenta el de los pilotes en el apartado de perforación sino en el de instalación de los pilares.

#### 5.2.1.1 Perforación

La metodología de construcción seguida en la fase de perforación es:

1. Marcaje del Sitio: Se marcan las ubicaciones precisas donde se perforará el lecho marino. Estos marcadores pueden ser boyas o referencias visuales.
2. Perforación: Se inicia el proceso de perforación utilizando equipos especializados que penetran en el lecho marino hasta alcanzar la profundidad deseada. La profundidad y el diámetro de la perforación varían según las especificaciones del proyecto.
3. Limpieza e Inspección: Después de completar cada perforación, se realiza una limpieza minuciosa para eliminar cualquier sedimento o material suelto en el agujero y se realiza una inspección para asegurarse de que cumple con los estándares de calidad.
4. Colocación del Pilote: Se coloca un pilote dentro de cada agujero perforado y se hunden en el lecho marino utilizando técnicas como vibración, golpeo o presión

hidráulica. El método exacto dependerá de las condiciones del sitio y de las especificaciones del proyecto.

Previo a la fase de perforación, es necesario realizar un estudio exhaustivo del sitio marino para evaluar las condiciones del lecho marino y poder determinar la ubicación y la profundidad adecuadas para los pilotes. Será necesaria una maquinaria de perforación especializada que puede incluir plataformas flotantes o embarcaciones con sistemas de perforación en el agua. Por último, la metodología se debe adaptar a las condiciones específicas de la zona, estudios previos, con el fin de mitigar el impacto ambiental y maximizar la seguridad. Esto puede conllevar la implementación de estrategias y protocolos específicos.

Respecto a los costes, como se mencionó anteriormente, tan solo se debe considerar el coste de transporte y perforación. Para el cálculo de este, se vuelve a emplear la misma lógica y ecuación que en la cimentación, pero en este caso el cálculo del tiempo de instalación, perforación, es una variante del tiempo de instalación en el mar empleado en el estudio de un aerogenerador pero a una sola altura e incluyendo el tiempo de perforación.

### 5.2.1.1 Instalación de los pilares

La metodología de construcción seguida en la fase de la instalación de los pilares es:

1. Posicionamiento: Se colocan los pilares, con precisión, en las perforaciones que se han preparado previamente en el lecho marino y se verifican sus alineaciones.
2. Hundimiento y unión de los segmentos de pilar: Por su propio peso, los segmentos se hunden lentamente en el lecho marino. Esto se logra retirando gradualmente el agua o el lodo de los pilotes, permitiendo que el peso de los pilotes los hunda en su posición final. Para la unión, tanto el [acoplamiento mecánico](#) como las [conexiones a presión](#) son métodos válidos para las infraestructuras por gravedad.
3. Verificación de la Profundidad: Se monitorea constantemente la profundidad de los pilares a medida que se hunden para asegurarse de que alcancen la profundidad deseada según el diseño.
4. Conexión a la Estructura Principal: Una vez que los pilares están en su posición final, se conectan a la superestructura.
5. Pruebas y Aseguramiento de la Calidad: Se realizan pruebas y evaluaciones finales para asegurarse de que los pilares estén correctamente instalados y cumplan con los estándares de calidad y seguridad.

Previo a la fase de instalación, los pilares se fabrican en tierra y se transportan a la ubicación escogida. Por último, la metodología se debe adaptar a las condiciones

específicas de la zona, estudios previos, con el fin de mitigar el impacto ambiental y maximizar la seguridad. Esto puede conllevar la implementación de estrategias y protocolos específicos.

Respecto a los costes, en la instalación de los pilotes y pilares se debe tener en cuenta que tanto tiempo como coste varían con la profundidad. Para el cálculo del tiempo de instalación, se emplea la misma lógica que en la cimentación pero con ciertas modificaciones en la ecuación debido a la existencia del pilote. Se vuelve a trabajar bajo la hipótesis de que la grúa tarda un cincuenta por ciento más en subir. El fragmento de código queda de la siguiente manera:

```
Python
tiempoinstalacion=0

#Siempre tengo un minimo de un segmento de pilar y un pilote.

for i in range(1,nsegmentospilar+1):
    if i==1:
        a=(1.5)*((alturapilar+alturapilote)/velocidadgruamar)+tasegurarpilote
        b=(1.5)*((alturapilar/nsegmentospilar)/velocidadgruamar)+tacoplarpilar
        tiempoinstalacion+=a+b

        #Ponemos b aqui y no en el siguiente ya que el siguiente numero es i==2 y
        se perderia el primer tramo de segmento de pilar.

    else:
        a=(1.5)*(i)*((alturapilar/nsegmentospilar)/velocidadgruamar)+tacoplarpilar
        tiempoinstalacion+=a
```

Figura 17. Automatización del cálculo de tiempo de instalación de los pilotes y pilares.

Como es lógico, el coste de instalación en sí debe variar con la profundidad, por lo que, extrayendo estos de un diccionario perteneciente a los datos iniciales, se calculan los respectivos costes para las profundidades a las que se trabaja durante la fase de instalación. El fragmento de código queda de la siguiente manera:

```
Python
costeinstalacion=0

for i in range(1,nsegmentospilar+1):

    if i==1:

        a=(alturapilar+alturapilote)

        c=dcostes['mar']['costeinstalar'][a]

        b=(alturapilar/nsegmentospilar)

        d=dcostes['mar']['costeinstalar'][b]

        costeinstalacion=costeinstalacion+c+d

        #Ponemos b aqui y no en el siguiente ya que el siguiente numero es i==2 y
        se perderia un tramo de segmento.

    else:

        a=(i)*(alturapilar/nsegmentospilar)

        c=dcostes['mar']['costeinstalar'][a]

        costeinstalacion=costeinstalacion+c
```

Figura 18. Automatización del cálculo de los costes de instalación de los pilotes y pilares a diferentes profundidades.

Uno podría preguntarse porque no se ha aplicado esta misma lógica para las diferentes alturas a las que se trabaja durante la instalación del conjunto aerogenerador-plataforma, y es que esto se debe a que la profundidad del agua afecta la complejidad y los recursos necesarios para llevar a cabo la instalación, mientras que la altura sobre el nivel del mar tiene un impacto menor en la mayoría de los casos.

Respecto al coste de transporte e instalación, se emplea la misma lógica y ecuación que en la cimentación. Respecto a los costes de adquisición de pilotes y pilares, estos vienen determinados por las características de los mismos y sus respectivas negociaciones con el proveedor.

## 5.2.2 Superestructura

En la construcción de la superestructura se emplea una metodología modular. Esta consiste en la utilización de módulos, pre-construidos y estandarizados, que se ensamblan en alta mar. De esta manera, se evita realizar el ensamblaje interno en el lugar y se logra una mayor eficiencia en el proceso de construcción, una reducción en los tiempos, y una mejor calidad de construcción. La definición de los módulos específicos que se van a emplear, su diseño y disposición debe ser cuidadosamente estudiado durante la fase de diseño. Durante la fase de diseño, se decidió que la superestructura sería mixta, por lo que además de los módulos se deberá tener en cuenta que en parte de la cubierta se emplearía hormigón.

La metodología de construcción seguida en una de tipo modular es:

1. Fabricación de Módulos: Los módulos se fabrican en una instalación de producción, como una fábrica o taller, en tierra firme. Cada módulo se construye de acuerdo con el diseño y las especificaciones, y se asegura de que cumpla con los estándares de calidad.
2. Transporte de Módulos: Una vez que los módulos están listos, se transportan al sitio de construcción. Esto puede requerir equipo y embarcaciones de transporte especializado.
3. Montaje de Módulos: Los módulos son ensamblados en el sitio de construcción mediante soldaduras, pernos o sistemas de acoplamiento siguiendo el diseño predeterminado.
4. Acabados: Se llevan a cabo los acabados finales, como revestimientos exteriores, sistemas eléctricos y de plomería, según sea necesario.
5. Pruebas y Control de Calidad: Se realizan pruebas y controles de calidad para verificar que la superestructura esté construida de acuerdo con las especificaciones y los estándares de seguridad.
6. Aplicación de Hormigón: Se coloca hormigón en las áreas específicas de la cubierta donde se coloquen elementos que necesitan una base sólida y resistente a la compresión. Esto puede incluir la preparación de encofrados, el vertido del hormigón y el proceso de curado para garantizar la máxima resistencia.

La metodología se debe adaptar a las condiciones específicas de la zona, estudios previos, con el fin de mitigar el impacto ambiental y maximizar la seguridad. Esto puede conllevar la implementación de estrategias y protocolos específicos.

Respecto a los costes, el de adquisición de los materiales, principalmente acero, estos vendrán determinados por el diseño y las correspondientes negociaciones con el proveedor. Una vez obtenidos los materiales, se deben soldar el acero para formar los módulos, en tierra, y se deben soldar los módulos entre sí, en alta mar, para formar la superestructura.

Además, se debe hormigonar las zonas de la cubierta que marca el diseño. Estas tres acciones también se deben considerar en los costes totales. Por último, para el cálculo del coste de transporte e instalación, se emplea la misma ecuación que en la cimentación pero una lógica distinta para calcular el tiempo de instalación. Una estructura modular, está compuesta por “n” niveles, y en cada uno hay una disposición específica de los módulos. Por lo tanto, se debe tener en cuenta tanto el tiempo de que se tarda en posicionar los módulos en cada lugar como el que se tarda en ensamblarlos. El fragmento de código que se emplea para automatizar el cálculo es:

```
Python
tiempoposicionarmodulos = 0

for objeto, values in nivel.items():

    x, y, z, tipo_objeto = values

    tiempocolocar = dtiempocolocar[tipo_objeto]

    # Realizar los cálculos correspondientes a los tiempos

    if x == 0:

        thorizontal = y / velocidadgruahorizontal

        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)

        tiempoposicionarmodulos = tiempoposicionarmodulos + t

    elif y == 0:

        thorizontal = x / velocidadgruahorizontal

        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)

        tiempoposicionarmodulos = tiempoposicionarmodulos + t

    else:

        g = ma.sqrt(x**2 + y**2)

        thorizontal = g / velocidadgruahorizontal

        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)
```



$$\text{tiempoposicionarmodulos} = \text{tiempoposicionarmodulos} + t$$

*Figura 19. Automatización del cálculo del tiempo de instalación de los módulos.*

En primer lugar, el tiempo que se tarda en colocar cada módulo es independiente de los módulos adyacentes y específico para cada tipo. En segundo lugar, para el cálculo del tiempo de posicionar cada módulo, se debe tener en cuenta el nivel en el que está (coordenada z), lo que tarda en subir y bajar la grúa que lo carga, y en qué lugar de este está (coordenadas en el plano xy), lo que tarda en desplazarse la grúa horizontalmente. Trabajando bajo la hipótesis de que la forma de la superestructura fuera rectangular y de que dicha grúa se colocara en un esquina de la superestructura, en caso de que el módulo estuviese en las coordenadas “x” o “y” igual a cero, la grúa se desplazaría de forma paralela a uno de los dos ejes, en el resto de casos se debería calcular la hipotenusa.

### 5.3 Script

Una vez explicadas las metodologías de construcción para cada bloque y sus costes, se debe materializar el cálculo de estos últimos en dos códigos capaces de automatizarlos. Con el fin de dejar un margen de seguridad, se ha decidido añadir un componente de imprevistos en concepto de tiempo y exceso de material.

Se ha creído conveniente realizar una “toy case” para cada fragmento de código, ya que, aunque en el papel se siga una lógica correcta, es importante comprobar que funcionan correctamente. Tanto los fragmentos de código como sus respectivos “toy cases” se encuentran en una serie de archivos de extensión “ipynb” adjuntos a la memoria. Por último, se buscó información acerca de costes de construcción de parques eólicos para poder probar y darle una mayor validez al código, pero debido a la inaccesibilidad de información al nivel de detalle requerido, esto no fue posible.

### 5.3 Script cálculo coste aerogeneradores

Mediante una misma función, “costeaero\_y\_cimentacion”, se realiza el cálculo del coste de la cimentación y del conjunto plataforma-aerogenerador; la suma de ambos equivale al coste total de construcción de los aerogeneradores. Se trabaja bajo la hipótesis de que todos los intervalos de la torre tienen la misma altura y radio.

```
Python
import math as ma

import itertools

Imprevistos=0.1 #Se decide añadir un 10% de tiempo por cualquier imprevisto que
pueda suceder.

def
costeaero_y_cimentacion(daerogeneradores,dtiempos,dembarcacion,dcostes,dgrua,
dmonopile):

    # Datos Iniciales

    naero=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['naero']
    alturatorre=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['alturatorre']
    ninttorre=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['ninttorre']
    npalas=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['npalas']
    diametrorotor=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['diametrorotor']
    potencianominal=daerogeneradores[tipoaerogenerador]['potencianominal']

    tinstalacionpalabuje=dtiempos['tinstalaciontierra']['tinstalacionpalabuje']
    tinstalacionbujegondola=dtiempos['tinstalaciontierra']['tinstalacionbujegondola']

    tinstalacionsegmentostorre=dtiempos['tinstalacionmar']['tinstalacionsegmentostorre']
    tinstalacionbase=dtiempos['tinstalacionmar']['tinstalacionbase']
    tinstalacionbujes=dtiempos['tinstalacionmar']['tinstalacionbujes']

    tcarga=dembarcacion['trasnporteaero']['tcarga']
    vemb=dembarcacion['trasnporteaero']['vemb']
```

tacerc=dembarcacion['trasnporteaero']['tacerc']

cemb=dembarcacion['trasnporteaero']['cemb']

capacidadembarcacionintervalosgondolas=dembarcacion['trasnporteaero']['capacida dembarcacionintervalosgondolas']

vembC=dembarcacion['cimentacion']['vemb']

tacercC=dembarcacion['cimentacion']['tacerc']

cembC=dembarcacion['cimentacion']['cemb']

capacidadembarcacionmonopiles=dembarcacion['cimentacion']['capacidadembarcaci onmonopiles']

# Todo y que hay ecuaciones que relacionan potencia con coste de aerogenerador, estas son aproximaciones y al final el precio siempre se negocia con la empresa

costeaereo=dcostes['aerogenerador']['costeaereo']

costebase=dcostes['aerogenerador']['costebase']

costetierra=dcostes['aerogenerador']['costetierra']

costemar=dcostes['aerogenerador']['costemar']

costemarC=dcostes['cimentacion']['costemar']

velocidadgrua=dgrua['mar']['velocidadgruamar']

tinstalacionmonopile=dmonopile[tipopilote]['tinstalacionmonopile']

tcargaM=dmonopile[tipopilote]['tcarga']

profundidad=dmonopile[tipopilote]['profundidad']

#Instalación Aerogenerador

**#Cálculo del tiempo de instalación en tierra**

```
tinstalaciontierra = npalas * tinstalacionpalabuje + tinstalacionbujegondola
```

```
tinstalaciontierrareal = tinstalaciontierra * (1 + Imprevistos)
```

**#Cálculo del tiempo de instalación en mar**

```
tinstalacionmar=tinstalacionbase #Ponemos en un inicio el tinstalacionbase y  
luego vamos sumando el tiempo de los intervalos hasta la góndola
```

```
# ninttorre y no ninttorre-1 ya que la base también la sueldas.
```

```
for i in range(1, ninttorre + 1):
```

```
    # multiplico por 1.5 ya que se tarda 1 en subir y la mitad en bajar
```

```
    a = (1.5) * ((alturatorre / ninttorre) / velocidadgrua)*i
```

```
    if i == ninttorre:
```

```
        t= 2*a + tinstalacionsegmentostorre + tinstalacionbujе
```

```
        tinstalacionmar += t
```

```
    else:
```

```
        t= a + tinstalacionsegmentostorre
```

```
        tinstalacionmar += t
```

```
# instalacion de la última parte de la torre solo contabilizo 1 vez. Palas ya han  
sido instaladas en el buje en tierra
```

```
tinstalacionmarreal = tinstalacionmar * (1 + Imprevistos)
```

```
# Hipotesis, se hacen nviajes + otro para el conjunto palas-buje-góndola, por eso  
se pone ninttorre+1
```

```
# Cálculo nº de viajes. Cada embarcacion ya sabe cuantos intervalos y góndolas  
con palas caben
```

$$n\text{viajes} = \text{ma.ceil}(\text{naero} * (\text{ninttorre} + 1) / \text{capacidadembarcacionintervalosgondolas})$$

# Hipotesis, se contabilizan todas las horas de viaje, no hay jornadas.

# Cálculo coste de transporte e instalación

$$\text{costetransporteaero} = f * ((\text{tcarga} + 2 * ((\text{dpuerto} / \text{vemb}) + \text{tacerc})) * (\text{nviajes}) + \text{tinstalacionmarreal} * \text{naero}) * \text{cemb}$$

# Cálculo coste total de construcción de todos los conjuntos plataforma-aerogenerador

$$\text{costeaeros} = (\text{costeaereo} + \text{costebase} + \text{tinstalaciontierrareal} * \text{costetierra}) * \text{naero} + \text{costetransporteaero}$$

# IMPORTANTE: Ha habido que multiplicar por numerototalsegmentos en costecimentacion e instalacion,

# pero transporte no, ya que queda integrado dentro de nviajes y en tinstalacionmarreal \* naero.

# Por lo tanto, no se saca el coste unitario, todo y que se puede dividir el total entre el número de aerogeneradores.

# Cimentacion

# Cálculo nº de viajes. Cada embarcacion ya sabe cuantos intervalos y góndolas con palas caben

$$n\text{viajes} = \text{ma.ceil}(\text{naero} / \text{capacidadembarcacionmonopiles})$$

# Cálculo del coste de cada cimentación

$$\text{costecimiento} = (333200 / \text{ma.pow}(10, 6)) * \text{potencianominal} * (1 + 0.02 * (\text{profundidad} - 8)) * (1 + 0.8 * \text{ma.pow}(10, -6)) * (\text{alturatorre} * ((\text{diametrorotor} / 2) ** 2) - \text{ma.pow}(10, -5))$$

```
tinstalacion = tinstalacionmonopile* (1 + Imprevistos)

# Cálculo coste de transporte e instalación

# El numero total de pilotes es igual al de aerogeneradores

costetransportecim =f*((tcargaM+ 2 * ((dpuerto / vembC) + tacercC)) * nviajes +
tinstalacion *naero) * cembC

# Cálculo coste total de construcción de todas las cimentaciones

costetotalcim = (costecimiento )*naero + costetransportecim

# IMPORTANTE:Ha habido que multiplicar por el numero de pilotes en
costecimentacion e instalacion,

# pero transporte no ya que queda integrado dentro de nviajes y en
tinstalacion*naero.

# El tinstalacioncimtotal se contabiliza dos veces ya que durante ese tiempo estas
pagando el barco(transporte)

#y también la instalación.

# Cálculo coste total de construcción de todos los aerogeneradores

costetotal=costeaeros+costetotalcim

return costetotal
```

Figura 20. Automatización del cálculo del coste de construcción de los aerogeneradores

Mediante este código, "Figura 19", se logra automatizar el cálculo del coste de construcción de los aerogeneradores.

### 5.3 Script cálculo coste isla artificial

Previo a la presentación del código empleado para automatizar el cálculo del costo de construcción de la isla artificial, es necesario introducir una función auxiliar de elaboración propia que ha sido fundamental para lograr este objetivo. Dado que se utiliza una metodología modular en la construcción de la isla, y considerando que muchos programas de diseño proporcionan una matriz de este tipo una vez realizados los análisis correspondientes, se ha considerado oportuno desarrollar una función que, tomando esta matriz como entrada, pueda determinar los tipos de contacto entre módulos que ha habido y en qué cantidad, dato esencial para calcular los costes asociados al ensamblaje externo, y los tiempos de instalación de los módulos, otro dato crucial para estimar los costes de transporte e instalación. A continuación se presenta dicha función auxiliar:

Python

**# Función auxiliar para obtener la clave de un valor de lista único.**

```
def buscar_clave_por_valores_en_posiciones(diccionario, valores_buscados):
```

```
    for clave, lista in diccionario.items():
```

```
        if isinstance(lista, list) and len(lista) > 2:
```

```
            if all(lista[i] == valores_buscados[i] for i in range(3)):
```

```
                return clave
```

```
    return None
```

**# Funcion que se utilizan para saber el numero de tipos de contacto y el tiempo que se tarda en posicionar y colocar todos los módulos**

```
def calcular_pares_contacto(niveles, dtiempocolocar):
```

```
    #Inicio diccionario
```

```
    pares_contacto = {}
```

```
    #Inicio contador
```

```
    tiempoposicionarmodulos = 0
```

```
    velocidadgruahorizontal = 1
```



```
velocidadgruavertical = 2

Imprevistos = 0.1

# Se recorren todos los niveles
for i in range(1, len(niveles) + 1):
    nombrenivel = f"nivel_{i}"
    nivel = niveles[nombrenivel]

    #Comprobación de si se trata del nivel superior
    if i < len(niveles):
        nombrenivelsuperior = f"nivel_{i+1}"
        nivelsuperior = niveles[nombrenivelsuperior]
    else:
        nombrenivelsuperior = None

    #Comprobación de si se trata del nivel inferior
    if i > 1:
        nombrenivelinferior = f"nivel_{i-1}"
        nivelinferior = niveles[nombrenivelinferior]
    else:
        nombrenivelinferior = None

    valores_buscados = []

# Se recorren todos los objetos de cada nivel
```



```
for objeto, values in nivel.items():

    # Cálculo tiempo de instalación total
    x, y, z, tipo_objeto = values

    # Tiempo de colocación correspondiente al módulo del tipo
    "tipo_objeto"
    tiempocolocar = dtiempocolocar[tipo_objeto]

    # Realizar los cálculos correspondientes a los tiempos de posicionamiento
    if x == 0:
        thorizontal = y / velocidadgruahorizontal
        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)
        tiempoposicionarmodulos = tiempoposicionarmodulos + t
    elif y == 0:
        thorizontal = x / velocidadgruahorizontal
        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)
        tiempoposicionarmodulos = tiempoposicionarmodulos + t
    else:
        g = ma.sqrt(x**2 + y**2)
        thorizontal = g / velocidadgruahorizontal
        t = ((1.5) * (z / velocidadgruaverticial) + (1.5) * (thorizontal + tiempocolocar))
        * (1 + Imprevistos)
        tiempoposicionarmodulos = tiempoposicionarmodulos + t
```

```
#Comprobar los puntos de contacto en las direcciones adyacentes en el mismo nivel
```

```
#Para x+1
```

```
#Valores a buscar en el nivel
```

```
valores_buscados.append(x+1)
```

```
valores_buscados.append(y)
```

```
valores_buscados.append(z)
```

```
#Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica utilizando la función
```

```
clave_correspondiente = buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivel, valores_buscados)
```

```
if clave_correspondiente!=None: #Se debe comprobar que exista el bloque adyacente, puede que estemos en un borde.
```

```
tipo_objeto_x1=nivel[clave_correspondiente][3]
```

```
tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"
```

```
# Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario pares_contacto
```

```
if tipo_contacto in pares_contacto:
```

```
    # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave
```

```
    #pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto, 0) +
```

```
1
```

```
    pares_contacto[tipo_contacto] += 1
```

```
else:
```

```
    # Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
```

```
pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

#Para x-1

#Valores a buscar en el nivel
valores_buscados.append(x-1)
valores_buscados.append(y)
valores_buscados.append(z)

#Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica utilizando
la función

clave_correspondiente = buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivel,
valores_buscados)

if clave_correspondiente!=None: #Se debe comprobar que exista el bloque
adyacente, puede que estemos en un borde.

    tipo_objeto_x1=nivel[clave_correspondiente][3]
    tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"

    # Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario
pares_contacto

    if tipo_contacto in pares_contacto:

        # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave

        #pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto, 0) +
1

        pares_contacto[tipo_contacto] += 1

    else:
```

```
# Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

#Para y+1

#Valores a buscar en el nivel
valores_buscados.append(x)
valores_buscados.append(y+1)
valores_buscados.append(z)

#Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica utilizando
la función

clave_correspondiente = buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivel,
valores_buscados)

if clave_correspondiente!=None: #Se debe comprobar que exista el bloque
adyacente, puede que estemos en un borde.

    tipo_objeto_x1=nivel[clave_correspondiente][3]
    tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"

    # Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario
pares_contacto

    if tipo_contacto in pares_contacto:

        # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave

        #pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto, 0) +
1

        pares_contacto[tipo_contacto] += 1

    else:
```

```
# Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

#Para y-1

#Valores a buscar en el nivel
valores_buscados.append(x)
valores_buscados.append(y-1)
valores_buscados.append(z)

#Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica utilizando
la función

clave_correspondiente = buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivel,
valores_buscados)

if clave_correspondiente!=None: #Se debe comprobar que exista el bloque
adyacente, puede que estemos en un borde.

    tipo_objeto_x1=nivel[clave_correspondiente][3]
    tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"

    # Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario
pares_contacto

    if tipo_contacto in pares_contacto:

        # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave
        #pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto, 0) +
1

        pares_contacto[tipo_contacto] += 1

    else:
```

```
# Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

#Para z+1

if nombrenivelsuperior!=None: #Se debe comprobar que exista el nivel
superior, puede que no haya.

    #Valores a buscar en el nivel
    valores_buscados.append(x)
    valores_buscados.append(y)
    valores_buscados.append(z+1)

    #Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica
    utilizando la función

    clave_correspondiente =
    buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivelsuperior, valores_buscados)

    if clave_correspondiente!=None: #Puede ser que no haya objeto encima
    suyo

        tipo_objeto_x1=nivelsuperior[clave_correspondiente][3]

        tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"

        # Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario
        pares_contacto

        if tipo_contacto in pares_contacto:

            # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave
```

```
#pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto,
0) + 1

pares_contacto[tipo_contacto] += 1

else:

    # Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
    pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

#Para z-1

if nombrenivelinferior!=None: #Se debe comprobar que exista el nivel inferior,
puede que no haya.

    #Valores a buscar en el nivel
    valores_buscados.append(x)
    valores_buscados.append(y)
    valores_buscados.append(z-1)

    #Buscar la clave correspondiente al valor en la posición específica
    utilizando la función
    clave_correspondiente =
    buscar_clave_por_valores_en_posiciones(nivelinferior, valores_buscados)

    if clave_correspondiente!=None: #Puede ser que no haya objeto debajo
    suyo

        tipo_objeto_x1=nivelinferior[clave_correspondiente][3]

        tipo_contacto=f"{tipo_objeto}-{tipo_objeto_x1}"
```

```
# Comprobar si la clave tipo_contacto ya existe en el diccionario
pares_contacto

if tipo_contacto in pares_contacto:

    # Si la clave ya existe, se le suma 1 al valor asociado a esa clave
    #pares_contacto[tipo_contacto] = pares_contacto.get(tipo_contacto,
0) + 1

    pares_contacto[tipo_contacto] += 1
else:

    # Si la clave no existe, se crea la clave en el diccionario con valor 1
    pares_contacto[tipo_contacto] = 1

valores_buscados=[]

# Los pares de contacto totales se deben dividir entre dos para obtener el
resultado correcto

pares_contacto_corregido = {clave: valor / 2 for clave, valor in
pares_contacto.items()}

# Es preciso realizar una modificación a la manera en la que se presentan los
datos ya que tal y como esta, en

# pares_contacto_corregido se puede dar la situación en la que se tenga A-B:1 y
B-A:1, pero ambos representan el mismo tipo

# de contacto y esto se debe corregir.

pares_contacto_final = {}

for clave, conteo in pares_contacto_corregido.items():

    tipo_objeto, tipo_objeto_x1 = clave.split('-')

    par_ordenado = '-'.join(sorted([tipo_objeto, tipo_objeto_x1]))

    if par_ordenado in pares_contacto_final:
```



```
pares_contacto_final[par_ordenado] += conteo  
  
else:  
  
    pares_contacto_final[par_ordenado] = conteo  
  
return pares_contacto_final, tiempo_posicionar_modulos
```

*Figura 21. Fragmento de código auxiliar para el cálculo de los pares de contacto y el tiempo de instalación de la isla artificial.*

Debido a un fallo en la herramienta 'Bloque de creación' de Google Docs, una parte del fragmento de código auxiliar se muestra en verde. No obstante, en el anexo se muestra correctamente.

En primer lugar, se define una función auxiliar llamada “buscar\_clave\_por\_valores\_en\_posiciones” que será empleada más adelante en la función principal. Esta función tiene la finalidad de obtener la clave de un valor específico en un diccionario que contiene listas de valores únicos. En segundo lugar, se presenta la función auxiliar principal llamada “calcular\_pares\_contacto”. Esta función se encarga de calcular dos aspectos importantes en la construcción de una isla modular:

1. Tiempo de Instalación: Recorre nivel por nivel y objeto por objeto para calcular el tiempo total de instalación de los módulos en la isla. Este cálculo tiene en cuenta las dimensiones de los módulos, las velocidades de movimiento de la grúa, y otros factores.
2. Tipos de Contacto: Examina los módulos en busca de contactos adyacentes en tres direcciones (x, y, z) en el mismo nivel. Para cada contacto encontrado, se determina el tipo de contacto entre los módulos y se contabiliza. Este análisis se realiza en ambas direcciones para considerar todas las posibles combinaciones de tipos de contacto.

La función “calcular\_pares\_contacto” produce dos resultados importantes: un diccionario que contiene los tipos de contacto y su frecuencia, y el tiempo total de instalación de los módulos. Además, se realiza una corrección para evitar duplicados en la cuenta de tipos de contacto, asegurando que se cuente correctamente la interacción entre módulos, independientemente del orden en que se encuentren. Por último, se ha creído conveniente realizar una “toy case”, ya aunque en el papel se siga una lógica correcta, es importante comprobar que funciona correctamente. Tanto el fragmento de código como el “toy case” se encuentran en una serie de archivos de extensión “ipynb” adjuntos a la memoria.

Una vez explicado, se presentan los fragmentos de código correspondiente a las funciones empleadas para la automatización del cálculo del coste total de la isla artificial. Se trabaja bajo las siguientes hipótesis:

1. La velocidad horizontal y vertical de la grúa es igual para todos los módulos.
2. Todos los módulos tienen el mismo volumen.
3. Todos los segmentos del pilar son iguales.
4. Pilotes y pilares tienen ambas formas cilíndricas y el mismo radio, pero con composiciones y alturas diferentes.
5. El coste de ensamblaje y de posicionar a cualquier nivel al aire libre es el mismo, la diferencia de altura ya se ve repercutida en el "tiempo de posicionamiento de los módulos".

Python

```
def perforacion(dperforacion,dcostes,dembarcacion):
```

```
    # Datos Iniciales
```

```
    volumenperforacionporpilar=dperforacion['volumenperforacion']
```

```
    capacidadperforacion=dperforacion['capacidadperforacion']
```

```
    velocidaddesplazamientoperforadora=dperforacion['velocidaddesplazamientoperforadora']
```

```
    profundidad=dperforacion['profundidad']
```

```
    capacidadperforacionemb=dembarcacion['perforadora']['capacidadperforacionemb']
```

```
    costeperforacionm3=dcostes['mar']['perforacion'][profundidadlechomarino]
```

```
    cemb=dembarcacion['perforadora']['cemb']
```

```
    vemb=dembarcacion['perforadora']['vemb']
```

```
    tacerc=dembarcacion['perforadora']['tacerc']
```



#Cálculo del tiempo de perforación, función del volumen y de la capacidad ed perforación del equipamiento empelado

$t_{\text{perforacionporpilar}} = \text{volumenperforacionporpilar} / \text{capacidadperforacion}$

#Cálculo del tiempo de instalación de las perforaciones

$t_{\text{instalacion}} = n_{\text{pilares}} * (2 * (\text{profundidad} / \text{velocidaddesplazamientoperforadora}) + t_{\text{perforacionporpilar}})$

#las veces que hay que perforar es igual al npilares

#tarda lo mismo en subir que en bajar, por eso multiplico por 2.

$t_{\text{instalacionreal}} = t_{\text{instalacion}} * (1 + \text{Imprevistos})$

#Se redondea a la alza el numero de viajes

# Cálculo nº de viajes. Cada embarcacion ya sabe cuantos viajes necesita para realizar las perforaciones deseadas

$n_{\text{viajes}} = \text{ma.ceil}((\text{volumenperforacionporpilar} * n_{\text{pilares}}) / \text{capacidadperforacionemb})$

# Hipotesis, se contabilizan todas las horas de viaje, no hay jornadas.

# Cálculo coste de transporte e instalación

$\text{costetransporte} = f * (2 * ((d_{\text{puerto}} / v_{\text{emb}}) + t_{\text{acerc}}) * n_{\text{viajes}} + t_{\text{instalacionreal}}) * c_{\text{emb}}$

#Cálculo coste perforacion

$\text{costetotalperforacion} = \text{costetransporte}$

`return costetotalperforacion`

Figura 22. Automatización del cálculo del coste de perforación.

Python

```
def pilarespilotes(dpilarpilotes,dgrua,dtiempos,dcostes,dembarcacion):
```

```
    # Datos Iniciales
```

```
    alturapilar=dpilarpilotes['pilar']['altura']
```

```
    alturapilote=dpilarpilotes['pilote']['altura']
```

```
    nsegmentospilar=dpilarpilotes['pilar']['nsegmentospilar']
```

```
    velocidadgruamar=dgrua['mar']['velocidadgruamar']
```

```
    tasegurarpilote=dtiempos['pilote']['tasegurar']
```

```
    tacoplarpilar=dtiempos['pilar']['tacoplar']
```

```
    costepilar=dcostes['adquisicion']['pilar']
```

```
    costepilote=dcostes['adquisicion']['pilote']
```

```
    capacidadembarcacionpilarespilotes=dembarcacion["trasnportepilarespilotes"]["capaci  
dadembarcacionpilarespilotes"]
```

```
    vemb=dembarcacion["trasnportepilarespilotes"]["vemb"]
```

```
    tacerc=dembarcacion["trasnportepilarespilotes"]["tacerc"]
```

```
    cemb=dembarcacion["trasnportepilarespilotes"]["cemb"]
```

```
    # Hipotesis, todos los segmentos del pilar son iguales.
```

```
    # Hipotesis, pilotes y pilares tienen ambos forma cilíndrica y el mismo radio pero  
    composición y altura diferente
```

```
    # Cálculo coste de adquisición de pilares y pilotes
```

```
costeadquisicionpilars=npilares*costepilar
costeadquisicionpilots=npilares*costepilote

#número de pilares. Es el mismo que número de pilotes

#Cálculo del tiempo de instalación
tiempoinstalacion=0

#Siempre tengo un minimo de un segmento de pilar y un pilote.
#multiplico por 1.5 ya que se tarda 1 en bajar y la mitad en subir.
for i in range(1,nsegmentospilar+1):
    if i==1:
        a=(1.5)*((alturapilar+alturapilote)/velocidadgruamar)+tasegurarpilote
        b=(1.5)*((alturapilar/nsegmentospilar)/velocidadgruamar)+tacoplarpilar
        tiempoinstalacion+=a+b

        #Ponemos b aqui y no en el siguiente ya que el siguiente numero es i==2 y
        se perderia el primer tramo de segmento de pilar.

    else:
        a=(1.5)*(i)*((alturapilar/nsegmentospilar)/velocidadgruamar)+tacoplarpilar
        tiempoinstalacion+=a

tiempoinstalacionreal=tiempoinstalacion*(1+Imprevistos)

# Cálculo nº de viajes. Cada embarcacion ya sabe cuantos viajes necesita para
realizar las perforaciones deseadas

costeinstalacion=0

for i in range(1,nsegmentospilar+1):
    if i==1:
        a=(alturapilar+alturapilote)
        c=dcostes['mar']['costeinstalar'][a]
        b=(alturapilar/nsegmentospilar)
```

```

d=dcostes['mar']['costeinstalar'][b]
costeinstalacion=costeinstalacion+c+d

#Ponemos b aqui y no en el siguiente ya que el siguiente numero es i==2 y
se perderia un tramo de segmento.

else:
    a=(i)*(alturapilar/nsegmentospilar)
    c=dcostes['mar']['costeinstalar'][a]
    costeinstalacion=costeinstalacion+c

#Se incluye el coste del tiempo de instalacion en costeinstalacion, porque ya es
un funcion de la profundidad..

#Se redondea a la alza el numero de viajes
# Cálculo nº de viajes. Cada embarcacion ya sabe su correspondniente capacidad
nviajes = ma.ceil(npilares / capacidadembarcacionpilarespilotes)

#El numero total de piezas son todos los intervalos del pilar+el pilote, esto npilar
veces .

# Cálculo coste de transporte e instalación

costetransporte=f*(2*((dpuerto/vemb)+tacerc)*nviajes+tiempoinstalacionreal*npilares
)*cemb

# Cálculo coste total de los pilotes y pilares

costetotalpilotesypilares=costeadquisicionpilars+costeadquisicionpilots+costetranspo
rte+costeinstalacion*npilares

#El tiempo de instalación en el mar se contabiliza dos veces ya que durante ese
tiempo estas pagando el barco(transporte) y también la instalación.

return costetotalpilotesypilares

```

Figura 23. Automatización del cálculo del coste de pilares y pilotes.

Python

```
def plataforma(dcostes,dembarcacion,dgrua,dtiempos):
```

```
    # Datos Iniciales
```

```
    costedelhormigon=dcostes['costedelhormigon']
```

```
    mobilizarmodulos=dcostes['mobilizarmodulos']
```

```
    velocidadgruahorizontal=dgrua['modulos']['velocidadgruahorizontal']
```

```
    velocidadgruaverticial=dgrua['modulos']['velocidadgruaverticial']
```

```
    thormigonar=dtiempos['thormigonar']
```

```
    vembmoduos=dembarcacion['trasnportemodulos']['vemb']
```

```
    tacercmodulos=dembarcacion['trasnportemodulos']['tacerc']
```

```
    cembmodulos=dembarcacion['trasnportemodulos']['cemb']
```

```
    vembhormigonera=dembarcacion['hormigonera']['vemb']
```

```
    tacerchormigonera=dembarcacion['hormigonera']['tacerc']
```

```
    cembhormigonera=dembarcacion['hormigonera']['cemb']
```

```
    capacidadbarcohormigonera=dembarcacion['hormigonera']['capacidadbarcohormig  
nera']
```

```
    #Cálculo coste de adquisición de las barras
```

```
    costeadquisicionbarra=0
```

```
    for modelobarra, costebarra in dcostes['barras'].items():
```



```
nbarras= dbarras.get(modelobarra, 0)
costeadquisicionbarra+=costebarra*nbarras
```

#Cálculo coste de adquisición del hormigón y de su respectivo volumen. Ya incluye el coste de la maquinaria.

```
costehormigonar=0
volumenhormigon=0
costedelhormigon=dcostes["costedelhormigon"]
for superficietopside, gruesostopside in dtopsides.values():
    volumenhormigon+=superficietopside*gruesostopside
    costehormigonar+=superficietopside*gruesostopside*costedelhormigon
```

#Cálculo coste ensamble interno

```
costeensamblajeinterno = 0
for tipomodulo, coste in dcostes["ensamblajeinterno"].items():
    numeromodulostipo = dmodulos[tipomodulo]
    costeensamblajeinterno += numeromodulostipo*coste
```

#hipotesis, coste ensamble y coste posicionar a cualquier nivel al aire libre es el mismo, ya se ve

#repercutido en el tiempo posicionar módulos.

##Importación de los tipos de contacto y el tiempo que se tarda en posicionar y colocar todos los módulos

```
pares_contacto_final,tiempoposicionarmodulos,nmodulos =
calcular_pares_contacto(niveles, dtiempocolocar)
```



```
#Cálculo coste ensambaje externo y tiempo ensamble externo
```

```
tiempoensamblajemodulos=0
```

```
costeensamblajexterno=0
```

```
for tipocontacto, valores in densamblaje.items():
```

```
    tiempoensamblaje, costeensamblaje = valores
```

```
    conteotipocontacto= pares_contacto_final.get(tipocontacto, 0)
```

```
    tiempoensamblajemodulos += conteotipocontacto*tiempoensamblaje
```

```
    costeensamblajexterno += conteotipocontacto*costeensamblaje
```

```
#Se redondea a la alza el numero de viajes
```

```
# Cálculo nº de viajes para la embarcación que carga los módulos y la de hormigón. Cada embarcación ya sabe su correspondiente capacidad
```

```
nviajesmodulos=ma.ceil(nmodulos/capacidadembarcacion)
```

```
nviajeshormigonera=ma.ceil(volumenhormigon/capacidadbarchormigonera)
```

```
tinstalaciontotalplataforma=tiempoensamblajemodulos+tiempoposicionarmodulos
```

```
# Cálculo tiempo totalhormigonar
```

```
tiempottoalhormigonar=volumenhormigon*tiempohormigonar
```

```
# Cálculo coste de transporte e instalación de los modulos
```

```
costetransporte1=f*(2*((dpuerto/vembmoduos)+tacercmodulos)*nviajesmodulos+tinstalaciontotalplataforma)*cembmodulos
```

```
# Cálculo coste de transporte e instalación delhormigón
```

```
costetransporte2=f*(2*((dpuerto/vembhormigonera)+tacerchormigonera)* \
```

```
    nviajeshormigonera+tiempottoalhormigonar)*cembhormigonera
```

```
# Coste total de la plataforma
```

```
costemodulostotal=(costeadquisicionbarra+costehormigonar)*(1+ExcesoMaterial)+co  
stetransporte1+ \  
    costetransporte2+(costeensamblajeinterno+costeensamblajexterno)  
  
return costemodulostotal
```

Figura 24. Automatización del cálculo del coste de la plataforma.

```
Python  
def costetotalisla():  
    # Llamar a los costes de cada sección  
    a=perforacion(dperforacion,dcostes,dembarcacion)  
    b=pilarespilotes(dpilarpilotes,dgrua,dtiempos,dcostes,dembarcacion)  
    c=plataforma(dcostes,dembarcacion,dgrua,dtiempos)  
  
    # Cálculo coste de construcción total de la isla de energía  
    return a+b+c
```

Figura 25. Automatización del cálculo del coste de construcción de la isla de energía.

Mediante estos códigos, “Figura 22”, “Figura 23”, “Figura 24” y “Figura 25”, se logra automatizar el cálculo del coste de construcción de la isla de energías.

## Resultados

Este proyecto ha adoptado un enfoque cualitativo, en lugar de cuantitativo, y ha involucrado una parte teórica centrada en el análisis de la isla de energía y otra parte práctica relacionada con la modelización de la línea de transmisión y la automatización de los cálculos de los costes. La modelación de la línea de transmisión es precisa, tal y como se evidencia en el "toy case", donde tanto el power flow como el ensayo de cortocircuito convergen y los valores obtenidos son los esperados. Sin embargo, en el caso de la automatización de los costes, únicamente se ha podido verificar que el código es sintácticamente correcto.

## Planificación

Para presentar la planificación se emplea un diagrama de Gantt. Este es una herramienta gráfica que muestra las tareas del proyecto en una línea de tiempo, lo que permite visualizar de manera clara cuándo se deben realizar las diferentes actividades y cuánto tiempo llevará cada una.

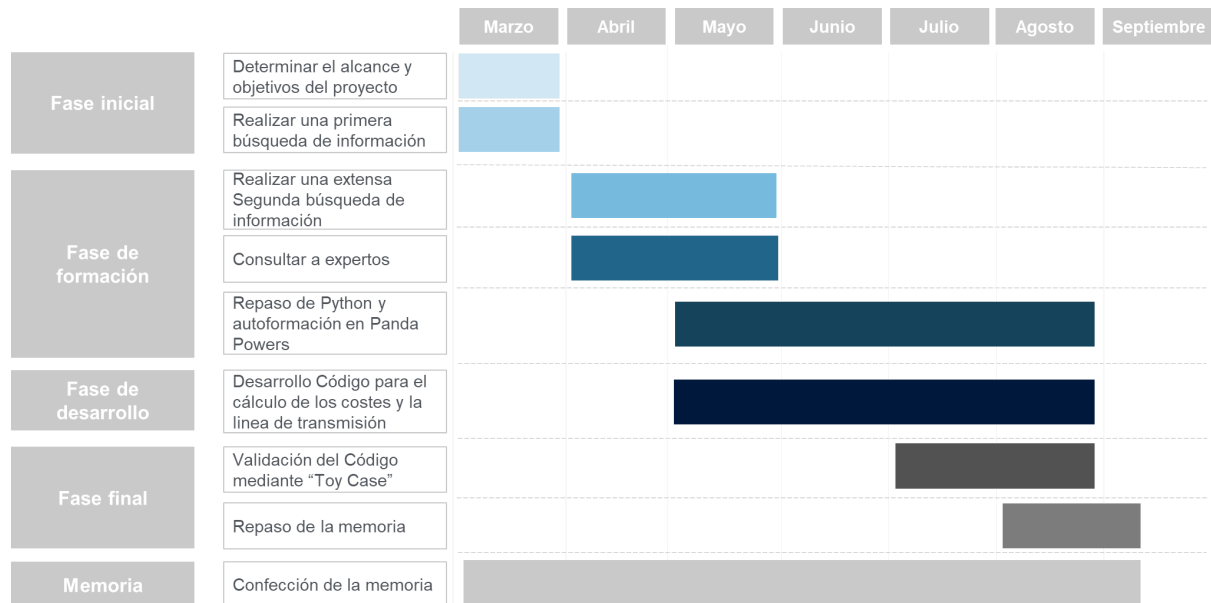


Figura 38. Diagrama de Gantt para la planificación del proyecto.

## Estudio Ambiental

Una evaluación del impacto ambiental es esencial para cualquier proyecto, y aún más cuando el tema en cuestión gira en torno a las energías renovables, por lo que se debe realizar una estimación de las emisiones de CO<sub>2</sub> incurridas durante el desarrollo del mismo. Las suposiciones se basan en las rutinas habituales realizadas a diario durante el período de casi siete meses que duró; lógicamente, no se consideran las emisiones que habrían ocurrido de todos modos.

La metodología consiste en estimar el consumo total en kWh, multiplicando el consumo de energía de los dispositivos más relevantes por una estimación de las horas que se utilizaron en relación con el desarrollo de este trabajo:

**Ordenador:** Sabiendo que el procesador es de 15 W y estimando que la cantidad de horas diarias trabajadas ha sido de tres, el consumo de energía diario es de 0,045 kWh. Multiplicando este valor por la cantidad de días en los seis meses y medio de duración del proyecto, da como resultado un total de 8,775 kWh.

**Iluminación:** Dado que por las mañanas el estudiante realizó prácticas curriculares, las horas dedicadas al proyecto fueron durante las tardes por lo que fue necesaria iluminación artificial. En el cuarto hay 5 focos tipo "LED", con un consumo de 10W cada uno. Multiplicando este valor por el número de focos de la habitación y por las horas dedicadas al proyecto, da como resultado un total de 29,25 kWh.

**Aire acondicionado:** Durante los meses de verano, el estudiante hizo uso del aire acondicionado mientras realizaba el proyecto. Este tiene un consumo medio de 700 Wh. Multiplicando este valor por el número de horas diarias dedicadas al proyecto durante los dos meses más calurosos del año, da como resultado un total de 126 kWh.

Los datos de consumo de cada dispositivo se han obtenido del manual de cada uno.

Una vez obtenido el consumo total de cada dispositivo, se multiplica la suma de los tres por el promedio durante estos seis meses de las emisiones de la red eléctrica en España [\[49\]](#), para obtener los kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalentes. El resultado final es de 21,32 kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalente. Sabiendo que un árbol es capaz de absorber entre veinte y treinta kilogramos de CO<sub>2</sub>, haría falta plantar un árbol para reducir el impacto ambiental del trabajo.

## Estudio económico

Los costos de este proyecto incluyen el salario promedio de un ingeniero en prácticas, que asciende a 8€/hora según lo estipulado en el convenio, durante la duración del proyecto, tres horas diarias. También se consideran los costos derivados del uso de dispositivos electrónicos (los dispositivos examinados en el estudio ambiental), para lo que es necesario conocer el precio promedio mensual del kilovatio hora en España [\[50\]](#), las herramientas utilizadas, como por ejemplo el ordenador, así como las licencias y otros gastos relacionados con el desarrollo del trabajo.

Concepto	Coste €
Salario	4680
Amortización Ordenador	110
Electricidad	20
Licencia librería UPC	2000
Total	6810

*Tabla 6. Costes asociados al proyecto*

## Estudio social y de igualdad de género

El trabajo ha sido realizado por mí, Francisco Javier Cases, del género masculino; con el soporte de Oriol Gomis, también del género masculino. En este caso específico el trabajo ha sido realizado por personas del mismo género y, todo y que no lo ha habido, esto puede conducir a sesgos de género. Para un futuro, se recomienda la inclusión de personas de diferentes géneros ya que la diversidad en equipos de trabajo sirve para aportar enfoques y perspectivas diferentes lo cual enriquece el desarrollo del trabajo y ayuda a evitar posibles sesgos y tener una visión más completa y equitativa.

Por otro lado, durante la realización del proyecto, no he observado ninguna política discriminatoria o sesgo ni en el proyecto "North Sea Wind Power Hub" ni en la escuela. Esto tiene sentido ya que tanto el gobierno danés, impulsor del proyecto, como la ETSEIB están fuertemente comprometidos con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y hacen todo lo que está en su mano para que no se den este tipo de situaciones. Por último, quiero creer que la ciencia no entiende de géneros, razas ni religiones, sino que se basa en el talento y selecciona a las personas en función de ello.

## Conclusiones

La manera de valorar el éxito del proyecto es la de evaluar el cumplimiento de los objetivos establecidos.

### Valoración de cumplimiento de los objetivos

1. Conocer los estudios previos necesarios a realizar para saber determinar las mejores localizaciones para una isla de energía.

Sí. Se han identificado los estudios de potencial energético (punto 1) y ambientales (punto 2) necesarios y suficientes para poder determinar las mejores localizaciones. Además, los resultados obtenidos en el punto 1 se pueden utilizar en un futuro para realizar estudios de rentabilidad.

2. Proponer un sistema de diseño y construcción.

Sí. Gracias al apoyo brindado por Xavier Martinez, profesor de facultad náutica de Barcelona (FNB), y al estudio de las plataformas petrolíferas se han logrado ambos. Siendo uno consecuencia del otro.

3. Realizar un modelo para el análisis de la línea para la correcta selección de la tecnología y su correspondiente coste.

Sí. Se ha logrado haciendo uso del programa “panda powers”, software Python. Además, este modelo se puede extrapolar a líneas de transmisión de otras islas y parques eólicos marinos.

4. Realizar un modelo para el cálculo del coste de construcción.

Se ha logrado haciendo uso del software Python. Sin embargo, al ser un proyecto innovador y no contar con la información necesaria para acabar de validar el código, estos cálculos son generalistas y haría falta la opinión y ayuda de un experto para refinarlos.

5. Reforzar y ampliar los conocimientos de ingeniería eléctrica del grado.

Sí. Este proyecto ha servido para repasar conceptos y se han adquirido conocimientos sobre los parques e islas de energía, tecnologías empleadas en la líneas de transmisión, etc.

6. Reforzar y ampliar los conocimientos de Python del grado.

Sí. Además de repasar la lógica y funcionamiento del software, ha servido para adquirir conocimiento de librerías como “panda powers”, matplotlib, etc.

8. Aprender sobre programas especializados en la simulación de líneas de transmisión.



Si. Mediante aprendizaje autodidacta se ha logrado una comprensión y dominio medio del programa “panda powers”, software Python.

Por lo tanto, se puede concluir que se ha alcanzado el objetivo de realizar un estudio general de una isla de energía y determinar sus costes correspondientes de manera destacada.

## Perfeccionismos y propuestas futuras

En un inicio, se decidió acotar el alcance del proyecto y limitarlo al estudio de los costes, y se ha trabajado bajo ciertas hipótesis, para ceñirse al ámbito definido y permitir la finalización del proyecto dentro del plazo estipulado. Sin embargo, aquí se presentan varios perfeccionamientos en la metodología que permiten obtener resultados más precisos.

1. Se puede mejorar el diseño haciendo uso de un radio variable en función de la profundidad.
2. Se debe adaptar el código a la posibilidad de conexión a más de un parque eólico marino y a más de un punto de demanda.
3. Se deben investigar otros softwares para poder modelizar la línea de transmisión en corriente continua.
4. Se deben contemplar las baterías en selección de la tecnología para la modelización de la línea de transmisión.
5. Se debe consultar y repasar la metodología seguida para los cálculos de los costes de construcción de los aerogeneradores y de la isla de energía.

Es importante recordar que el proyecto danés es muy innovador, siendo el primero de su tipo. Conforme avance el tiempo y se desarrolle, habrá cada vez más información y comprensión al respecto, lo que permitirá seleccionar las mejores metodologías para obtener resultados que se ajusten cada vez más a la realidad.

Finalmente, como propuesta de futuro, este estudio sienta la base para un estudio de rentabilidad económica. Para ello, sería necesario calcular el tercer coste, OPEX, y realizar detallados estudios de demanda. Con estos dos elementos, combinados con el cálculo de la potencial producción energética, se podría obtener una estimación del coste por kilovatio y compararlo con el de la competencia para determinar si el proyecto es rentable.

# Anexos

## Anexo 0

Tipos de costes [\[1\]](#):

1. Devex: Este término se utiliza para referirse a los costes asociados con la planificación y desarrollo de parques eólicos marinos. Estos costes incluyen: estudios de factibilidad, permisos y licencias, diseño de la infraestructura marina, etc.
2. Capex: Este término se refiere a los costes asociados con la inversión inicial y la construcción; son los gastos necesarios para adquirir, instalar y poner en funcionamiento los activos físicos del proyecto. Estos costes incluyen: la inversión en turbinas eólicas, cimentaciones o plataformas marinas, cables submarinos, infraestructura en tierra, etc.
3. Opex: Este término se refiere a los costes asociados a operación y el mantenimiento de una planta eólica marina una vez que está en funcionamiento; son los gastos operativos recurrentes y necesarios para mantener la operación diaria. Estos costes incluyen: mantenimiento y las reparaciones regulares de las turbinas y otros equipos, el personal necesario para operar y monitorear la planta, los costes del seguro, etc.

## Anexo I

Energía eólica vs solar:

A continuación se procede a exponer los parámetros que afectan directamente a la producción de cada una de ellas. Parámetros como la dirección del viento o el ángulo de incidencia se han obviado ya que se supone serán óptimos a la hora de la instalación.

Energía eólica [2]:

1. Velocidad del viento: Es el parámetro más importante a medir, ya que determina la cantidad de energía que se puede generar. En general, la velocidad del viento ideal suele ser de 9 y 10 metros por segundo, (m/s), todo y que se puede trabajar un rango que va desde de los 3 a los 25 (m/s), dependiendo del modelo de aerogenerador
2. Turbulencia: Son las perturbaciones en la dirección y la velocidad del viento. Estas se pueden generar debido a cambios en la topografía del terreno, obstáculos e interacción entre las corrientes de aire en diferentes altitudes. Las turbulencias son perjudiciales para un parque eólico marino ya que pueden aumentar la carga aerodinámica sobre las palas, disminuyendo su eficiencia, y generar vibraciones y cargas dinámicas que pueden provocar fatiga y daño estructural en las turbinas.
3. Densidad del aire: Influye en la cantidad de energía que puede ser capturada por una turbina eólica. Cuanto mayor es la densidad del aire, mayor es la cantidad de energía que puede ser capturada y esta depende de la temperatura, la presión y la humedad.

Energía solar [3]:

1. Irradiación solar: Es la cantidad de energía solar que llega a la superficie de la tierra por unidad de área. Esta depende de factores como: la ubicación geográfica, la época del año, la hora del día y el clima y condiciones atmosféricas.
2. Tipo de radiación: Existen dos tipos: la radiación directa y la indirecta. La radiación directa, responsable de la mayor parte de la energía solar, es la que proviene directamente del sol, mientras que la radiación indirecta, de menor eficiencia, es la que se dispersa en la atmósfera antes de llegar a la superficie de la tierra por la interacción de la atmósfera. Ambas deben ser consideradas a la hora de calcular la eficiencia de los paneles solares.
3. Temperatura: Afecta a la eficiencia de los paneles solares. Tanto las altas como las bajas temperaturas no son óptimas y se deben mantener los paneles dentro de un rango de temperatura para maximizar la eficiencia.

En la siguiente ilustración,[1], se puede observar cómo varía la curva de corriente respecto distintas temperaturas:

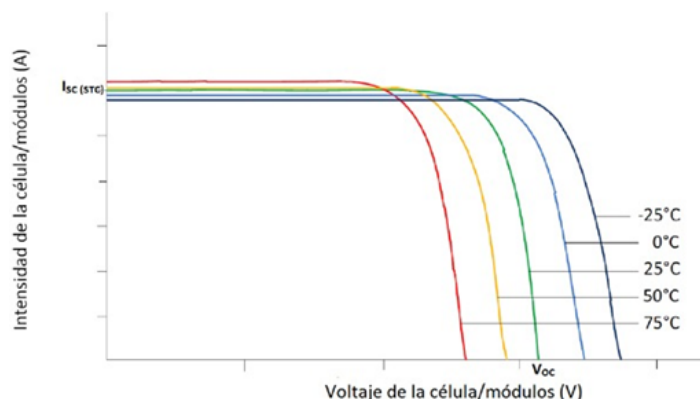


Figura 26. Efecto de la temperatura sobre la curva I-V. [47]

4. Sombras: Estas pueden disminuir la producción de energía solar, por lo que es importante medirlas antes de decir la ubicación del parque.

Una vez analizados los parámetros que influyen en la generación de energía de ambas fuentes renovables, se procede a comprarlas en el caso de querer situar la isla de energía en el norte:

La energía eólica se va altamente beneficiada ya que en esta zona se dan rachas de viento de velocidad idónea y constante, la densidad es alta debido a las condiciones de humedad y las turbinas se pueden para salvaguardar las turbulencias son generadas debido a la interacción entre la superficie del mar y el viento. Por otro lado, el mar del norte se encuentra fuera de "zona intertropical", donde la irradiación solar es más alta y la situación geográfica favorece la radiación indirecta debido a las nubes y el clima característico, que también genera sombra.

En resumen, la energía eólica, en este contexto, es claramente superior y para igualarla la energía solar debería cubrir una mayor extensión, que es justamente lo que se busca evitar ya que eleva el coste del proyecto en gran medida. Por lo tanto, queda claro que la energía eólica es la mejor opción.

Parámetros que afectan a la producción de energía eólica [2]:

1. Velocidad del viento: Es el parámetro más importante a medir para un parque eólico marino, ya que determina la cantidad de energía que se puede generar. La velocidad se debe medir a diferentes alturas para determinar la ubicación óptima de los aerogeneradores.
2. Turbulencia: Son perturbaciones en la dirección y la velocidad del viento. Estas se generan debido a cambios en la topografía del terreno, obstáculos e interacción entre las corrientes de aire en diferentes altitudes. Las turbulencias son perjudiciales para un parque eólico por dos motivos:
  1. En primer lugar, las turbulencias pueden aumentar la carga aerodinámica sobre las palas de las turbinas, lo que disminuye su eficiencia al reducir la velocidad del viento efectiva que llega a las palas.
  2. En segundo lugar, las turbulencias pueden generar vibraciones y cargas dinámicas que provocan fatiga y daño estructural en las turbinas. Esto reduce su vida útil y aumenta los costos de mantenimiento.

Por todo ello las torres de los aerogeneradores acostumbran a construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo, generadas por la interacción entre la superficie del mar y el viento.

3. Densidad del aire: Influye en la cantidad de energía que puede ser capturada por una turbina eólica. Cuanto mayor es la densidad del aire, mayor es la cantidad de energía que puede ser capturada. La densidad del aire varía con la temperatura, la presión y la humedad. Generalmente se afirma que:
  1. La densidad del aire disminuye a medida que aumenta la altitud debido a la disminución de la presión atmosférica.
  2. El aire más frío es más denso que el aire caliente debido a la menor agitación molecular.
  3. El aire húmedo es más denso que el aire seco debido a la presencia de moléculas de agua en el aire.

Es por esto que lo ideal sería colocar las turbinas a baja altitud en climas fríos y húmedos.

Ley Exponencial de Hellmann [4]:

$$vh = v0 \times \left(\frac{h}{ho}\right)^\alpha \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde:

$vh$  = Velocidad de viento a la altura requerida [ $\frac{m}{s}$ ]

$v0$  = Velocidad de viento a una altura conocida [ $\frac{m}{s}$ ]

$h$  = Altura de la velocidad requerida [ $m$ ]

$ho$  = Altura de la velocidad conocida [ $m$ ]

$\alpha$  = Coeficiente de rugosidad [ $\phi$ ]

El coeficiente de rugosidad ( $\alpha$ ) desempeña un papel clave en el incremento de la velocidad del viento con la altura. Este coeficiente está determinado principalmente por el tipo de terreno donde se instalará el aerogenerador y tiene un impacto directo en el perfil de viento de la zona. A medida que aumenta el valor de  $\alpha$ , la capa límite se sitúa a mayores alturas, lo que implica una mayor diferencia de velocidad del viento con respecto a la altura. Los terrenos más accidentados y abruptos suelen tener coeficientes de rugosidad más altos.

Para su cálculo, se ha seguido la Ecuación 2, derivada de la Ecuación 1, despejando el parámetro  $\alpha$ .

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{vh}{v0}\right)}{\log\left(\frac{h}{ho}\right)} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Factor de corrección  $\beta$ :

En su expresión se realiza un incremento de velocidad en relación a la distancia desde la costa hasta el punto donde se realizan las mediciones. Si la isla está más cerca de la costa que el punto de medida, el incremento de velocidad será negativo, y viceversa.

$$\beta = 1 + F \times (D_{i-c} - D_{m-c}) \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Siendo:

$\beta$  = Factor de corrección [ $\phi$ ]

$F$  = Incremento unitario de la velocidad de viento [ $\frac{\%}{km}$ ].

$D_{i-c}$  = Distancia media entre la isla y la costa [ $km$ ].

$D_{m-c}$  = Distancia media entre el punto de medida y la isla [ $km$ ].

Si la ubicación a la que se quieren extrapolar los datos está más cerca de la costa que el punto de medida de las velocidades de viento, el incremento de velocidad que representa el factor de corrección ( $\beta$ ) será negativo, y viceversa.

Ecuación integral:

$$v_i = \beta \times v_0 \times \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Donde:

$v_i$  = Velocidad de viento a la altura requerida [ $\frac{m}{s}$ ]

$\beta$  = Factor de corrección [ $\phi$ ]

$v_0$  = Velocidad de viento a una altura conocida [ $\frac{m}{s}$ ]

$h$  = Altura de la velocidad requerida [ $m$ ]

$h_0$  = Altura de la velocidad conocida [ $m$ ]

$\alpha$  = Coeficiente de rugosidad [ $\phi$ ]

Potencia que puede extraer un aerogenerador del viento:

$$P_e = \eta \times \frac{1}{2} \times \rho \times v^3 \times \pi \times r^2 \times t \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Donde:

$P_v$  = Potencia del viento [ $W$ ].

$\rho$  = Densidad del aire [ $\frac{kg}{m^3}$ ].

$v$  = Velocidad del viento [ $\frac{m}{s}$ ].

$r$  = Radio aerogenerador [ $m$ ]

$t$  = Tiempo [ $horas$ ]

Curva de potencia [5]:

La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica que muestra la relación entre la velocidad del viento, el eje de las abscisas, y la potencia eléctrica generada por el aerogenerador, eje de las ordenadas, permitiendo comprender la producción de energía eléctrica en función de las condiciones del viento. Sus unidades acostumbra a ser (m/s) y kilovatios (kW) respectivamente. La curva de potencia tiene una forma característica:

A bajas velocidades, la potencia generada es baja o nula, ya que el aerogenerador necesita una cierta velocidad mínima para comenzar a producir electricidad. A medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada por el aerogenerador también aumenta. Llega un punto en el que la potencia alcanza su máximo, conocido como "potencia nominal" del aerogenerador. Esta es la potencia máxima que el aerogenerador está diseñado para generar y generalmente se encuentra a una velocidad del viento óptima. Si la velocidad del viento continúa aumentando, la potencia generada se limita para evitar daños. Una representación teórica típica de la curva de potencia sería algo del siguiente estilo:

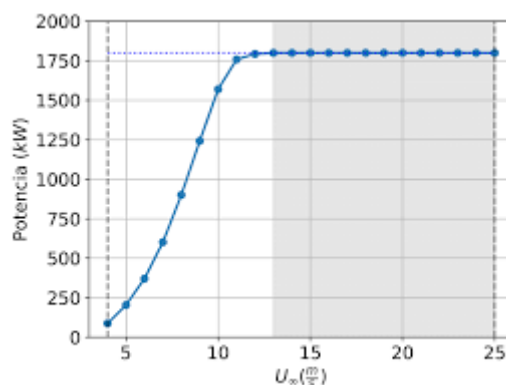


Figura 27. Curva de potencia teórica típica de un aerogenerador. [6]

Por último, destacar que esta es la representación de una curva teórica, "Figura 27", las reales se obtienen a partir de medidas realizadas mediante anemómetros. Estas mediciones pueden verse afectadas por errores en las mediciones, turbulencias atmosféricas, cambios bruscos en la dirección y velocidad del viento entre otros, que influyen en la forma y el rendimiento de la curva.

Coefficiente de Potencia [7]:

El coeficiente de potencia (CP) es una medida fundamental que evalúa la eficiencia con la que una turbina convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica aprovechable: Un valor alto significa que la turbina está aprovechando de manera eficiente la energía del viento, mientras que uno bajo indica lo contrario. Cuando el CP alcanza su máximo valor, se logra una generación de energía que se acerca o coincide con la capacidad nominal de la turbina. En la práctica, el CP no es constante y varía con la velocidad del viento.



Tipos de pérdidas en un planta eólica marina:

1. Pérdidas del sistema eléctrico: Comprenden las pérdidas que se producen en la red eléctrica que conecta el parque eólico con la red de transporte en tierra así como en otros elementos del sistema como los transformadores. Estas pérdidas se generan debido a la resistencia que ofrece el cableado al paso de la electricidad, que disipa energía en forma de calor por el efecto Joule. Estudios realizados indican que estas pérdidas suelen representar entre el 1,5% y el 2% de la producción total del parque.
2. Efecto estela: Un fenómeno que ocurre cuando el viento atraviesa los álabes de un aerogenerador y genera turbulencias y pérdidas de energía en el flujo de aire que sigue. Estas pérdidas son consideradas las más significativas en los parques eólicos y dependen de factores como la geometría, la separación entre los aerogeneradores y de condiciones atmosféricas tales como la temperatura y la presión. Estudios sugieren que estas pérdidas pueden variar entre el 7% y el 12% de la producción total y que se pueden reducir si se aumenta la distancia entre las turbinas.
3. Pérdidas por labores de operación y mantenimiento (O&M): Hacen referencia a las interrupciones temporales del funcionamiento de los aerogeneradores para realizar tareas de mantenimiento. Estas pérdidas se estipulan en el 3% de la producción teórica del parque eólico, aproximadamente.

## Anexo II

Importancia de los estudios previos:

1. Diseño y construcción: Permiten conocer el lecho marino y otros factores geológicos y oceanográficos para planificar el diseño y las operaciones de construcción así como para determinar los recursos necesarios, asegurando una ejecución efectiva y eficiente del proyecto. Por ejemplo, el conocimiento de las condiciones ambientales puede ser utilizado para determinar el tamaño y la forma de la isla, así como la ubicación de los pilares de soporte.
2. Impacto ambiental: Favorecen una mejor comprensión del medio ambiente donde se construirá la isla artificial, esto incluye la topografía del fondo marino, la composición del suelo y las condiciones ambientales. Este conocimiento permiten identificar los posibles efectos sobre los ecosistemas marinos, la biodiversidad y otras áreas sensibles y así poder ayudar a minimizar los impactos negativos en el medio ambiente y en la vida marina que pueden ser causados por la construcción de la isla, garantizando que el proyecto se realice de manera sostenible y respetando el medio ambiente
3. Cumplimiento normativo: Proporcionan los datos necesarios para evaluar y cumplir con las regulaciones ambientales, de seguridad y de permisos correspondientes. Esto garantiza que el proyecto se desarrolle dentro del marco legal establecido y reduce los riesgos legales y regulatorios asociados.

Tipos de boyas empleadas en el metocean investigation:

1. Boyas meteorológicas: Están equipadas con sensores para medir la velocidad y dirección del viento, la temperatura del aire, la humedad, la presión atmosférica y la radiación solar. Estos sensores pueden ser anemómetros ultrasónicos, termómetros, higrómetros, barómetros y piranómetros, respectivamente. Los datos recopilados por estos sensores se registran en intervalos regulares de tiempo y se almacenan en la memoria interna de la boya o se transmiten de forma inalámbrica a una estación receptora en tiempo real.
2. Boyas oceanográficas: Diseñadas para medir parámetros como la altura y el período de las olas, la temperatura del agua, la salinidad, la conductividad eléctrica y la velocidad y dirección de las corrientes. Utilizan instrumentos como mareógrafos, sensores de temperatura y conductividad, ADCPs (acoustic doppler current profilers) y boyas de deriva para recopilar datos precisos sobre el entorno marino. Estos datos se registran y se transmiten de manera similar a las boyas meteorológicas.

### Estudios geofísicos:

1. UXO survey: Significa "Unexploded Ordnance Survey", en español "Estudio de Municiones No Explotadas" y es una técnica utilizada para detectar artefactos explosivos en el subsuelo marino que no han detonado. En el pasado, ha habido actividades militares y conflictos en el Mar del Norte, por lo que existe la posibilidad de que haya artefactos en el fondo marino los cuales puedan representar un peligro potencial para las actividades de construcción y operación de proyectos marinos.

El área de interés es escaneada sistemáticamente mediante instrumentos especializados como magnetómetros y sonares de barrido lateral. Estos equipos detectan las anomalías magnéticas y acústicas asociadas con los artefactos explosivos no detonados y registran los datos recopilados. Un posterior análisis de los datos recopilados permite identificar, localizar y, en caso necesario, eliminar de manera segura estos artefactos.

2. 3D seismic mapping: Conocido en español como "Cartografía Sísmica en 3D", es una técnica utilizada para obtener imágenes detalladas y tridimensionales del subsuelo marino. Es una herramienta fundamental para comprender la estructura geológica del subsuelo, identificar capas de roca, evaluar la presencia de hidrocarburos u otros recursos naturales.

Desde un barco o una fuente en el fondo marino, se emiten ondas sísmicas de forma controlada para obtener información detallada sobre el lecho marino y se registran las ondas reflejadas por las capas y estructuras del subsuelo. Estos datos sísmicos se procesan y se utilizan para crear modelos y visualizaciones en 3D del subsuelo marino, permitiendo determinar la idoneidad del terreno.

### Guía para llevar a cabo los estudios geotécnicos:

1. Perforación y muestreo: Se establecen requisitos para obtener muestras de suelo de alta calidad y registrar las capas de manera precisa, siguiendo estándares específicos. Las perforaciones deben realizarse hasta las profundidades objetivo acordadas, asegurando que el suelo por debajo no se vea afectado.
2. Registro sísmico en pozos: Se requiere el registro de datos sísmicos en pozos seleccionados, midiendo las ondas sísmicas de corte y compresión. Se deben medir las velocidades P (velocidad de propagación de la onda compresional) y S (velocidad de propagación de la onda de corte), y presentar las curvas correspondientes.
3. Pruebas de laboratorio: Se deben realizar pruebas de laboratorio en muestras representativas para determinar las propiedades del suelo. Las pruebas abarcan diversos aspectos, como densidad, humedad, granulometría, límites líquido y

plástico, resistencia al corte y permeabilidad. Los resultados de las pruebas deben presentarse en un informe detallado.

## Anexo III

Fórmulas para el cálculo de los costes de adquisición de elementos de una isla de energía:

Coste de adquisición de un transformador [14]:

$$Ctr = 0.0427 \times S^{0.7513} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$Ctr$  = Coste transformador [Millones de Euros].

$S$  = Potencia aparente nominal del transformador [MVA].

Coste de adquisición de un reactor compensador [15]-[17]:

$$Creact = K \times Q + P \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$Creact$  = Coste de un reactor compensador [Millones de Euros].

$K, P$  = Constantes que dependen de la ubicación del reactor.

$Q$  = la potencia reactiva del reactor.

Las constantes  $K$  y  $P$  se extraen de la siguiente tabla:

Location	K	P
Onshore	0.01049	0.8312
Middle	0.01576	12.44
Offshore	0.01576	1.244

Tabla 4. Constantes Reactor Compensador.

Elementos de una planta eólica marina:

1. Aerogeneradores: Son estructuras verticales constituidas por tres componentes principales. La torre, encargada de sostener el aerogenerador y elevarlo a una altura adecuada para capturar el viento. La góndola, una caja grande ubicada en la parte superior de la torre donde se encuentran los componentes clave para su funcionamiento. Las palas, cuyo cometido es capturar la energía cinética del viento. Palas y góndolas se enlazan mediante el buje. Su función principal es transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Este proceso sucede de la siguiente manera [18]:

1. Las palas del aerogenerador capturan la energía cinética del viento cuando este las hace girar.
2. El movimiento de las palas es transmitido a través del eje mecánico, que está conectado a una caja de cambios.
3. La caja de cambios adapta la velocidad de rotación de las palas a una velocidad más alta requerida por el generador.
4. El generador produce corriente eléctrica alterna (AC) en forma de electricidad. Los generadores más empleados son; los de inducción doblemente alimentados (DFIG), los de jaula de ardilla (SCIG) y los síncronos de imanes permanentes (PMSG).

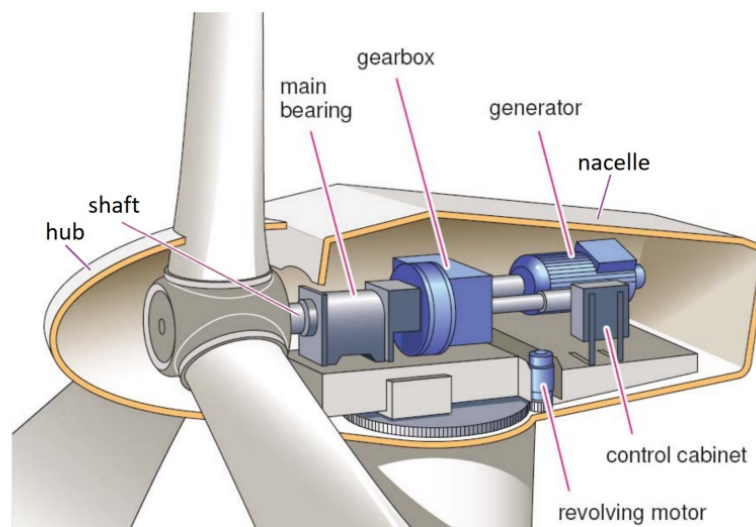


Figura 28. Representación esquemática de una góndola de aerogenerador sin trazo [19].

Una vez el generador produce la corriente eléctrica, esta es enviada a un transformador que eleva la tensión de salida de los aerogeneradores, LV (Low Voltage), a la tensión de la “internal grid”, MV (Medium Voltage). Estos

transformadores pueden ubicarse dentro de la góndola del aerogenerador, en la base de la torre o en una ubicación externa.

Es importante mencionar que existe variedad de aerogeneradores offshore ( aerogeneradores de velocidad fija, de velocidad limitada y de velocidad variable con convertidor a escala parcial) y cada uno con diversidad de modelos. La elección dependerá de factores como el entorno, la capacidad de generación, la eficiencia y los requisitos específicos del proyecto. La explicación detallada de cada uno está fuera del alcance de este trabajo.

2. Internal grid: Es el sistema de cables y conductores que conecta los aerogeneradores entre sí y con la subestación offshore. Su función principal es transmitir la energía generada por los aerogeneradores hacia la subestación para su posterior distribución. Existen diferentes configuraciones, topologías, de conexión [\[20\]-\[21\]](#); algunas de las comunes son:

1. Topología “string”: Varios aerogeneradores se conectan sucesivamente a un cable común. Todos los cables (cadenas) se conectan a un punto común en la subestación marina.

Esta configuración se considera la más económica debido a la distancia relativamente corta de los cables y al hecho de que la capacidad de transporte de corriente en el extremo lejano de la subestación no necesita ser alta. Sin embargo, esta topología carece de fiabilidad, ya que un fallo en el alimentador impedirá que los aerogeneradores situados detrás del fallo inyecten energía.

2. Topología “looped string”: Se trata de una modificación a la tipología string donde se agrega un cable en bucle que conecta cada aerogenerador en el extremo más lejano de la cadena para abordar la falta de fiabilidad de la topología en cadena básica.

En caso de un fallo en el alimentador, cada aerogenerador aún puede inyectar energía a través del cable en bucle. Sin embargo, los cables deben diseñarse para manejar la corriente aumentada en el escenario de fallo.

3. Topología estrella: Cada aerogenerador se conecta a un punto común llamado punto de estrella o agrupamiento. Cada agrupamiento se conecta a la subestación marina a través de un cable de alta capacidad de transporte de energía. La cantidad de aerogeneradores que pueden formar un agrupamiento está determinada por la capacidad de transporte de corriente de dicho cable.

Este sistema es más confiable ya que cada aerogenerador está conectado al punto de estrella mediante su propio cable. Sin embargo, esta topología generalmente es más costosa debido a que, aunque las capacidades de los cables son más pequeñas, la longitud total del cable es mucho mayor.

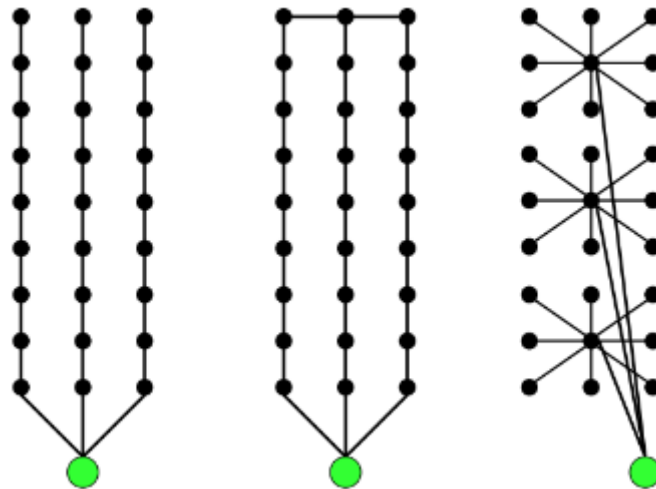


Figura 29. Croquis de topologías de parques eólicos. String (izquierda), looped string (centro), estrella (derecha). [22]

Cada configuración tiene sus propias ventajas e inconvenientes, y la elección dependerá de la capacidad de generación, los requisitos de la red eléctrica, las consideraciones técnicas y económicas del proyecto, etc.

3. Subestación offshore: Es una instalación ubicada en aguas marinas, cerca de los aerogeneradores y sobre la isla artificial, que actúa como un centro de distribución y control de la energía. Su función principal es recibir la energía generada por los aerogeneradores, a través de la internal grid, y realizar la conversión necesaria para transmitirla de manera eficiente a su homóloga onshore. Para ello, se hace uso de unos transformadores que elevan la tensión de salida de la “internal grid”, MV, a la tensión de transmisión de energía, HV (High Voltage). Se debe trabajar bajo un margen de seguridad y un determinado loading percent para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de los transformadores y el sistema eléctrico en su conjunto.

Además de otros componentes como los dispositivos de protección, sistemas de medición y elementos de soporte, la subestación marina alberga diferentes elementos dependiendo de si la línea de transmisión utiliza corriente continua, en cuyo caso se requieren convertidores, o corriente alterna, donde se necesitan compensadores de potencia reactiva.



4. Línea de transmisión: Es el sistema de cables y conductores que conectan la subestación offshore con la subestación onshore. Su función principal es transportar la electricidad generada, de manera eficiente y segura, de una hasta la otra. En el caso de corriente continua, el número de cables necesario para la transmisión será de dos, mientras que para alterna será de tres. Al igual que en la internal grid, existen diferentes tipologías, pero en menor cantidad y complejidad, y la elección, dependerá de aspectos como la capacidad de transmisión, la distancia, las pérdidas de energía.

Los cables de alto voltaje están especialmente diseñados para las líneas de transmisión, ya sea en corriente continua (HVAC) o alterna (HVDC). Estos tienen una baja resistencia y capacitancia, una alta capacidad de carga, etc. Para cables de corriente alterna, el "loss\_percent" suele estar en el rango de 1% a 5% por cada 100 km de longitud, dependiendo de factores como el tamaño del conductor, la tensión nominal, la corriente de carga, el material del conductor, etc. Un tipo de aislante muy común empleado en estos cables es el polietileno reticulado (XLPE), ya que proporciona una excelente resistencia al estrés eléctrico y térmico.

5. Subestación onshore: Es la contraparte terrestre de la subestación offshore y se encuentra ubicada en tierra firme. Su función principal es recibir la energía transmitida desde la subestación offshore y realizar la conversión necesaria para integrarla en la red eléctrica. Para ello, se hace uso de unos transformadores que cambian la tensión de salida de la línea de transmisión", HV, a la tensión de la red eléctrica convencional, GV (Grid Voltage).

Al igual que en la subestación offshore, dependiendo de si la línea de transmisión utiliza corriente alterna o continua, se requerirán unos u otros elementos adicionales.

Como se ha podido observar, existe un juego de tensiones donde partes del esquema trabajan a niveles distintos con el fin de optimizar la transmisión y distribución de energía. Por norma general, a medida que el voltaje aumenta, las pérdidas de transmisión disminuyen, pero esto implica el uso de equipos más costosos capaces de manejar altos voltajes. Por lo tanto, es necesario encontrar un equilibrio entre el costo de los equipos y las pérdidas de transmisión. Esto depende en gran medida de la distancia a la que se transmitirá la energía. En la línea de transmisión, donde las distancias son mayores, se justifica y se emplea tensión alta para minimizar las pérdidas. En la "internal grid", que cubre distancias más cortas y medianas, se prefiere trabajar con tensión media para optimizar la eficiencia y reducir costos. Los generadores, por su parte, operan a niveles bajos de voltaje ya que son óptimos para la generación de energía eléctrica.

Ventajas e inconvenientes de ambas corrientes:

1. Pérdidas de energía: La corriente continua presenta menores pérdidas durante la transmisión que la corriente alterna a causa de dos motivos ,principalmente:

1. Misma resistencia, diferente valor: En la corriente alterna, además de la resistencia base, se deben considerar fenómenos adicionales como el efecto skin [25] o el efecto proximidad [40], resultando en una mayor pérdida de energía por efecto Joule [26]. Para su cálculo, se ha seguido la ecuación.

$$R_{ac} = R_{dc} \times (1 + y_s + y_p) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Siendo:

$R_{ac}$  = Resistencia AC ( $\Omega$ )

$R_{dc}$  = Resistencia DC ( $\Omega$ )

$y_s$ = Factor efecto skin

$y_p$ = Factor efecto proximidad

2. Triángulo de potencias: Debido a la presencia de la potencia reactiva una parte de la potencia generada no se emplea para realizar trabajo útil, lo que resulta en mayores pérdidas durante la transmisión.

2. Capacidad de carga: La corriente continua puede transportar mayor cantidad de energía en un mismo sistema de transmisión en comparación con la corriente alterna, entre dos y cinco veces más en largas distancias según algunos expertos. Esta limitación en la capacidad de carga se debe a las restricciones de frecuencia. La frecuencia de la corriente alterna está determinada por el sistema de generación y distribución, lo que implica una cantidad específica de energía que se puede transmitir en un período de tiempo determinado. Existen algunos sistemas de frecuencia variable que permiten cierta flexibilidad en la frecuencia de la corriente, pero no son comunes en aplicaciones de transmisión y distribución de energía a gran escala.

Además, todo y que se sobre entiende, el hecho de que la corriente alterna experimente más pérdidas también limita su capacidad de carga.

3. Control de la transmisión: La corriente continúa permite un mayor control y estabilidad en la transmisión de energía, lo que facilita la regulación de la carga y la compensación de desequilibrios en la red eléctrica. Esto se debe a varias razones:

1. Unidireccionalidad: Por su naturaleza, el flujo de energía de la corriente continua se mantiene en una dirección constante, facilitando el control y seguimiento preciso de la energía transmitida.

2. Interferencias electromagnéticas: Debido a que el sistema de generación de la corriente alterna se basa en la inducción electromagnética, esto la hace más susceptible a interferencias electromagnéticas o a fenómenos como el ruido electromagnético [27]. Estos fenómenos afectan la calidad de la corriente y pueden causar problemas en los dispositivos conectados al sistema.

3. Menor impacto en la estabilidad: La transmisión de energía en corriente continua evita problemas de estabilidad de la red asociados con la alterna, como lo son las interferencias entre sistemas de frecuencia diferente, el efecto de desplazamiento de fase [28] y la resonancia [29].

4. Coste inicial: La implementación de sistemas de transmisión de corriente continua requiere, generalmente, una infraestructura especializada más costosa. Esto se debe a que los convertidores de potencia requieren una tecnología más avanzada que los elementos compensadores, que acostumbran a ser dispositivos más simples y económicos.

Sin embargo, para realizar un estudio económico correcto, se deberá tener en cuenta tanto los costes iniciales como los beneficios a largo plazo a la hora de escoger entre implementar un sistema u otro.

5. Tecnología e Infraestructura existente: La infraestructura y la tecnología para la generación, transmisión y distribución de corriente alterna están más desarrolladas y son ampliamente más utilizadas que la de su contraparte continua. Esto significa que hay una mayor disponibilidad de equipos, dispositivos y sistemas compatibles y una mayor facilidad para la integración de la energía generada por la isla.
6. Integración en sistemas de almacenamiento de energía: Una ventaja de la corriente continua en comparación con la alterna es la compatibilidad directa con los sistemas de almacenamiento de energía, ya que la mayoría de estos utilizan corriente continua para cargarse.

Los sistemas de almacenamiento son de importancia cardinal en el proyecto “isla de energía” ya que permiten la gestión de la demanda y el respaldo de energía en caso de interrupciones, lo que reduce el consumo de fuentes no renovables, optimiza el consumo de energía y reduce el costo medio de la factura de electricidad para los usuarios.

En resumen, la corriente continua ofrece beneficios en términos de eficiencia, estabilidad y capacidad de carga en la transmisión de energía de los parques eólicos, pero también implica mayores costos iniciales y limitaciones en la distribución a nivel local. La elección entre corriente continua y corriente alterna dependerá de las características específicas del parque eólico y las necesidades del sistema eléctrico.

Parámetros que influyen en la elección de corrientes [30]:

1. Coste Total: Cada tipo de corriente requiere una inversión y presenta una eficiencia determinada. Esto queda reflejado en la siguiente figura [X]:

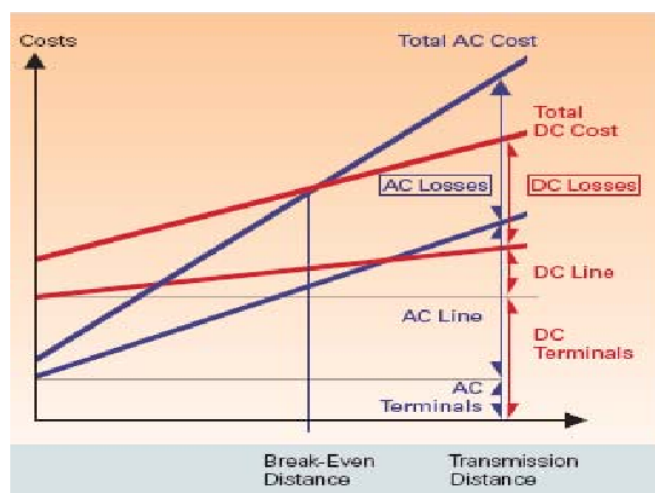


Figura 30. Inversiones iniciales y eficiencias de ambas corrientes. [31]

Por un lado, la inversión inicial viene representada por dos factores; los aparatos necesarios para el desarrollo de la actividad y el coste por kilómetro de la línea de transmisión. El coste de los aparatos es menor para la corriente alterna, pero ocurre lo contrario para el coste por kilómetro. Por otro lado, las pérdidas, inherentes al tipo de corriente, son mayores para la corriente alterna que para su homóloga continua.

De este análisis se deduce que los costes totales de ambas corrientes tienen un comportamiento lineal y que es determinante encontrar el punto de cruce entre ambas para saber a qué rango de distancias conviene emplear una u otra. Los expertos difieren en cuál es la distancia exacta ya que depende de múltiples factores, al que se les puede dar mayor o menor importancia según el criterio del profesional, y que algunos de ellos son circunstanciales al proyecto. Lo que sí es segura es que la corriente alterna es más adecuada para las transmisiones de corta y media distancia mientras que la alterna lo es para largas distancias.

2. Capacidad de transmisión: Se estima que la capacidad de transmisión de la corriente continua sea entre dos y cinco veces mayor que el de la corriente continua y además ambas presentan un comportamiento distinto. Esto queda reflejado en la siguiente figura [X]:

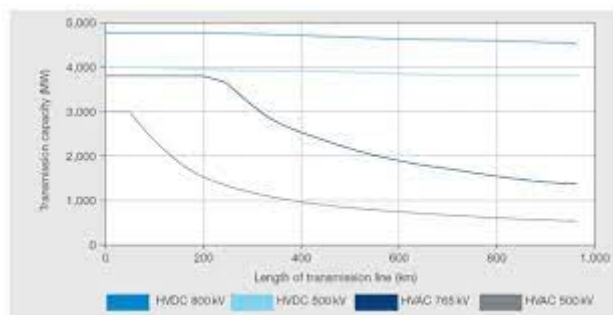


Figura 31. Capacidad de transmisión de un sistema HVAC y HVDC. [32]

Por un lado, el comportamiento de la capacidad de carga de la corriente continua es lineal, con una pendiente negativa poco acusada. Por otro lado, el comportamiento de la corriente alterna es de tipo exponencial, decreciente más cuanto mayor es la distancia. En último lugar, los distintos niveles de tensión no hacen diferencia en el caso de la corriente continua. Sin embargo, se ha demostrado en la corriente alterna que a mayor tensión menor es la capacidad de carga conforme aumenta la distancia.

De este análisis se deduce que en caso de que la capacidad de generación de energía del proyecto sea muy alta, la corriente continua es la más eficiente para transmitir grandes cantidades de energía a través de largas distancias.

Método de ponderación:

1. Realizar un estudio exhaustivo para identificar y seleccionar las variables relevantes que se tomarán en consideración en el proceso de toma de decisiones.
2. Asignar un peso a cada una de ellas en función de su importancia relativa en el contexto específico del proyecto o situación.
3. Evaluar cada opción disponible, asignando valores numéricos o cualitativos a cada opción en relación con cada variable previamente definida.
4. Realizar un análisis comparativo utilizando los pesos asignados a cada variable, lo que permite obtener una puntuación global para cada opción y facilita la toma de decisión.

Las variables escogidas y su importancia correspondiente pueden variar según el contexto y los objetivos específicos del proyecto. Por lo que es importante involucrar a expertos relevantes y considerar múltiples perspectivas para garantizar un enfoque integral y riguroso en la toma de decisiones.

Elementos exclusivos de una red de corriente continua:

1. Convertidores de potencia: Permiten la conversión de corriente alterna a continua y viceversa en la línea de transmisión. Los más empleados son los convertidores de tipo LCC (Line Commutated Converter) o los convertidores de tipo VSC (Voltage Source Converter).

Equipamiento asociado: Además del convertidor, es necesario el uso de otros elementos específicos de soporte para garantizar el correcto funcionamiento de la línea:

2. Interruptores y seccionadores: Son equipos de conmutación y se utilizan para abrir y cerrar secciones de la línea de transmisión, permitiendo la conexión y desconexión de diferentes partes del sistema. Los interruptores y seccionadores son esenciales para el mantenimiento, la protección y el control de la línea.
3. Sistemas de control y protección: Imprescindibles para la operación segura y eficiente de la línea. Los sistemas incluyen: Sistemas de control de potencia, sistemas de protección contra sobrecorriente y sobretensión y sistemas de comunicación para el monitoreo y control de la línea.
4. Sistema de aislamiento y puesta a tierra: Indispensable para garantizar la seguridad ya que una línea de transmisión opera a unos niveles de voltajes que representan un riesgo para los trabajadores y el correcto funcionamiento de la maquinaria.

Expresión matemática del voltaje, intensidad y potencia de la corriente continua:

$$V = V_0 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$I = \frac{V_0}{R} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$P = V \times I \quad (\text{Ec. 3.6})$$

La relación entre la intensidad, el voltaje y la resistencia equivale a la ley de ohm.

Expresión matemática del voltaje, intensidad y potencia de la corriente alterna:

La corriente alterna es de carácter sinusoidal, ya que la polaridad va alternando, y su expresión matemática, tanto para la intensidad como el voltaje, es de la forma:

$$V = V_{ef} \times \sin(\omega \times t + \gamma) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Siendo:

$V$  = Voltaje (V)

$V_{ef}$  = Valor eficaz (V)

$\omega$  = Velocidad angular ( $rad/s$ )

$t$  = Tiempo (s)

$\gamma$  = ángulo de desfase (rad)

Por otro lado, la expresión de la potencia aparente es:

$$P = V \times I \times \sin(2 \times \omega \times t) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Siendo:

$V$  = Voltaje (V)

$I$  = Intensidad (A)

$\omega$  = Velocidad angular ( $rad/s$ )

$t$  = Tiempo (s)

Triángulo de potencias [\[33\]](#):

El triángulo de potencias es una representación gráfica que muestra la relación entre la potencia activa, la potencia reactiva y la potencia aparente. En este triángulo, la potencia aparente (S) se representa como la hipotenusa, la potencia activa (P) se representa como uno el cateto adyacente y la potencia reactiva (Q) se representa como el opuesto. El encargado de relacionar las tres potencias es el conocido factor de potencia. Este se define como el coseno del ángulo de fase entre la corriente y la tensión y se emplea como medida de la eficiencia.

A continuación, una breve descripción de las tres componentes del triángulo:

1. Potencia útil: Es la que se utiliza para realizar trabajo útil, como el funcionamiento de motores, equipos eléctricos, iluminación, etc. Se obtiene multiplicando la potencia aparente por el factor de potencia. Unidades:  $[W]$
2. Potencia reactiva: Es la intercambiada entre la fuente de alimentación y los dispositivos conectados que no se utiliza para realizar trabajo útil, como las bobinas y los condensadores. Se obtiene multiplicando la potencia aparente por el factor de potencia. Unidades:  $[VAR]$
3. Potencia aparente: Es la potencia total que fluye en un circuito de corriente alterna y representa la combinación de la potencia útil y la potencia reactiva. Se calcula como el producto de la tensión eficaz ( $V$ ) y la corriente eficaz ( $I$ ). Unidades:  $[VA]$

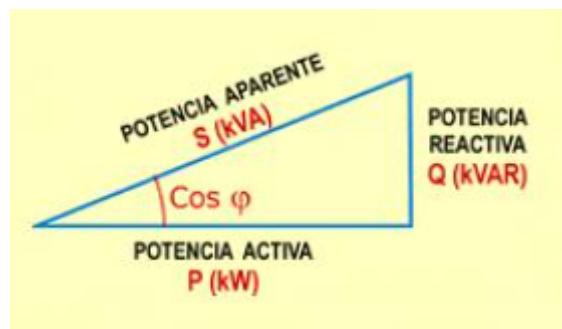


Figura 32. Triángulo de Potencias.

Elementos exclusivos de una red de corriente alterna [\[34\]](#):

En las líneas de transmisión de corriente alterna, los elementos compensadores desempeñan un papel importante en la gestión de la componente reactiva del sistema. Esta componente viene asociada a los componentes inductivos y capacitivos que pueden estar presentes, y su efecto en el factor de potencia es significativo.

La presencia de una componente reactiva inductiva puede resultar en una caída de voltaje en la línea, reduciendo así la eficiencia de transmisión de energía e incrementando las pérdidas. Por otro lado, una componente reactiva capacitiva puede causar un aumento del voltaje en la línea, afectando negativamente a la eficiencia y generando problemas de estabilidad en el sistema. Por lo tanto, es necesario hacer uso de elementos compensadores para equilibrar la componente reactiva del sistema y mejorar así el factor de potencia.



Antes de implementar cualquier elemento compensador, es importante realizar estudios y análisis de la red eléctrica para determinar las necesidades específicas y qué tipo de compensadores son requeridos en cada caso. Los dos tipos de compensadores que se pueden emplear son:

1. Reactores compensadores: Dispositivos inductivos que suministran una reactancia inductiva adicional al sistema para contrarrestar la reactancia inductiva del sistema y equilibrar el circuito. Se utilizan para mejorar la estabilidad del sistema, reducir oscilaciones y mantener la calidad de la tensión en condiciones de sobrecarga. Esto se lleva a cabo colocando el compensador en paralelo a las cargas inductivas, como son los motores, transformadores y bobinas, que son las que consumen energía reactiva y disminuyen el factor de potencia. Los reactores compensadores pueden ser fijos o ajustables según las necesidades del sistema.
2. Capacitores y bancos de condensadores: Dispositivos capacitivos que suministran una reactancia capacitiva adicional al sistema para así contrarrestar la reactancia capacitiva del sistema y equilibrar el circuito. Se utilizan para reducir las pérdidas de energía, mejorar la calidad de la tensión y aumentar la capacidad de carga en las líneas de transmisión y distribución. Esto se lleva a cabo de la misma forma que los reactores compensadores pero con la finalidad opuesta, siendo los principales elementos que aportan carga reactiva capacitiva los compensadores. La diferencia entre capacitadores y bancos de condensadores es que la conexión en paralelo de varios capacitores, generalmente del mismo tipo y valor de capacitancia, da lugar a un banco de condensadores. Algunos de los tipos capacitores más comunes son los de película, los electrolíticos y los cerámicos.

Además de los compensadores, es necesario el uso de otros elementos específicos de soporte para garantizar el correcto funcionamiento de la línea:

3. Dispositivos de protección: Incluyen relés de protección, fusibles y dispositivos de protección contra sobrecorriente y sobretensión. Estos componentes son esenciales para garantizar la seguridad de la línea de transmisión, detectando y actuando ante posibles fallas o condiciones anormales.
4. Equipamiento de control y supervisión: Integran sistemas de control y supervisión en tiempo real, como sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que permiten monitorear y controlar de manera remota el funcionamiento de la línea de transmisión. Los parámetros que supervisa son la frecuencia, amplitud, potencia etc.
1. Interruptores y seccionadores: Incluyen equipos de conmutación en las líneas de transmisión de corriente alterna.

Formas de almacenamiento de energía [52]:

1. Sistemas de almacenamiento de energía mecánica: Utilizan la energía potencial, la energía cinética y la presión de gas para almacenar y suministrar energía. Estos sistemas pueden suministrar energía cuando sea necesario en forma de trabajo mecánico. Los sistemas de almacenamiento mecánico más comunes son el almacenamiento hidroeléctrico bombeado, el almacenamiento de energía mediante aire comprimido y el almacenamiento de energía mediante volante de inercia. Además, para esta investigación también se considerará el almacenamiento Ocean Grazer.
2. Sistemas de almacenamiento de energía electroquímica: Convierten la energía química en energía eléctrica. Durante su funcionamiento, se produce un proceso químico que conduce a la transferencia de electrones. Los sistemas de almacenamiento de energía electroquímica difieren en la naturaleza de la reacción química, características estructurales y diseño. Solo las baterías secundarias son recargables mediante reacciones electroquímicas reversibles. Por lo tanto, solo se discutirán las baterías secundarias, que se pueden dividir además en baterías generales y baterías de flujo.
3. Sistemas de almacenamiento de energía química: Almacenan energía en los enlaces químicos de átomos y moléculas, y solo se libera cuando ocurre una reacción química. En combinación con una celda de combustible, esto conduce a la transferencia de electrones y, por lo tanto, a la generación de electricidad. Los productos químicos liberan calor (energía térmica), que se puede convertir en energía mecánica y luego en energía eléctrica utilizando motores térmicos. Los sistemas de almacenamiento de energía química prometedores son las celdas de combustible de hidrógeno y el gas natural sintético. Ambas tecnologías se encuentran actualmente en fase de demostración, lo que dificulta determinar sus características y costos de manera precisa.
4. Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica: Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (ESS, por sus siglas en inglés) convierten la energía eléctrica entrante en una forma almacenable y, después del almacenamiento, la energía puede convertirse de nuevo en energía eléctrica cuando se solicite. Los dos principales sistemas de almacenamiento de energía eléctrica son el almacenamiento magnético de energía superconductora y los supercondensadores.
5. Sistemas de almacenamiento de energía térmica: Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES, por sus siglas en inglés) almacenan calor disponible en recipientes aislados. El calor sensible y el calor latente son los principales. El calor sensible es el TES más conocido y extendido. El medio de almacenamiento puede ser un líquido como agua o aceite térmico, o un material sólido como concreto o el

suelo. La energía térmica se almacena mediante la diferencia de temperatura del medio de almacenamiento. El almacenamiento de calor latente utiliza materiales que experimentan cambios de fase como medio de almacenamiento. El calor latente es la energía liberada durante un cambio de fase. Las ventajas del calor latente incluyen una capacidad relativamente alta, lo que permite el almacenamiento de grandes cantidades de energía en un volumen reducido y con una diferencia de temperatura mínima, lo que permite una transferencia de calor eficiente. Los sistemas de almacenamiento térmico pueden almacenar grandes cantidades de energía sin riesgos y tienen una autodescarga relativamente baja. Además, los TES tienen una densidad de energía relativamente buena y son económicamente rentables. Una desventaja es su baja eficiencia.

Actualmente, existen varios proyectos de demostración que buscan verificar si los TES pueden utilizarse en aplicaciones de generación y red eléctrica (Chen et al., 2009; Luo et al., 2015). Sin embargo, solo se conocen parámetros generales de los TES y faltan parámetros específicos para el calor latente y el calor sensible en la literatura. Por lo tanto, los TES se excluyen del análisis posterior.

Ventajas e inconvenientes de las candidatas finales a sistema de almacenamiento de energía de la isla artificial:

1. Almacenamiento hidroeléctrico bombeado: Es un sistema que utiliza la energía eléctrica para bombear agua desde un depósito a una altura superior a otro depósito, y luego libera el agua para generar electricidad cuando se necesita. Algunas ventajas e inconvenientes de este sistema son:

Ventajas:

1. Es una forma eficiente y rentable de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica.
2. Es una tecnología madura y probada que se ha utilizado durante décadas en todo el mundo.
3. El sistema puede responder rápidamente a las fluctuaciones en la demanda eléctrica, lo que lo hace ideal para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

**Inconvenientes:**

1. La construcción de instalaciones hidroeléctricas es costosa y requiere grandes inversiones iniciales.
2. El impacto ambiental puede ser significativo, ya que se requieren grandes embalses para almacenar el agua. Esto puede afectar los ecosistemas locales y desplazar a las comunidades cercanas.
2. Baterías a gran escala: Almacenan energía eléctrica mediante un proceso electroquímico. Dos electrodos (un ánodo y un cátodo) sumergidos en un electrolito permiten la transferencia de iones, creando una corriente eléctrica que puede ser utilizada para alimentar dispositivos electrónicos o sistemas de energía.

**Ventajas:**

1. Las baterías son una forma eficiente y rentable de almacenar energía eléctrica.
2. Son fáciles de instalar y no requieren grandes inversiones iniciales.
3. Las baterías pueden responder rápidamente a las fluctuaciones en la demanda eléctrica, lo que las hace ideales para mantener el equilibrio entre equilibrar oferta y demanda.
4. Las baterías son una tecnología madura y probada que se ha utilizado durante décadas en todo el mundo.

**Inconvenientes:**

1. La vida útil de las baterías es limitada y su rendimiento disminuye con el tiempo.
2. La producción de baterías puede tener un impacto ambiental significativo debido a los materiales tóxicos utilizados en su fabricación.
3. La densidad energética es limitada, lo que significa que se requiere un gran volumen o peso para almacenar grandes cantidades de energía, por lo que su coste inicial puede ser elevado si se requiere una gran capacidad de almacenamiento.
3. Almacenamiento por hidrógeno: Mediante un proceso de electrólisis del agua se convierte la electricidad en hidrógeno. El hidrógeno resultante se almacena en tanques y se utiliza como combustible para producir energía eléctrica a través de una celda de combustible.

**Ventajas:**

1. Es una fuente de energía limpia que no produce emisiones de gases de efecto invernadero.
2. Es altamente eficiente en términos de almacenamiento y transporte, ya que puede ser comprimido o licuado.
3. Es versátil y se puede utilizar en una amplia variedad de aplicaciones; desde la producción de electricidad hasta la propulsión de vehículos.

Inconvenientes:

1. La producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno pueden ser costosos debido a la necesidad de tecnologías especializadas.
2. El hidrógeno es altamente inflamable y requiere medidas especiales para garantizar su seguridad.
3. Se encuentra en una fase prematura de desarrollo y todavía presenta desafíos técnicos y económicos que deben superarse antes de que pueda ser ampliamente adoptado.

Análisis de los sistemas de almacenamiento: [\[51\]](#)

A continuación se muestran algunas de las características específicas determinantes:

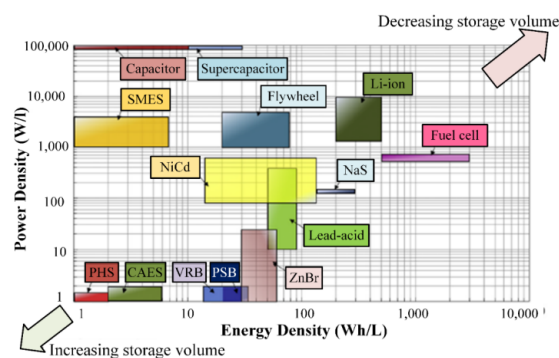


Figura 33. Comparación de la densidad de potencia y densidad de energía de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51]

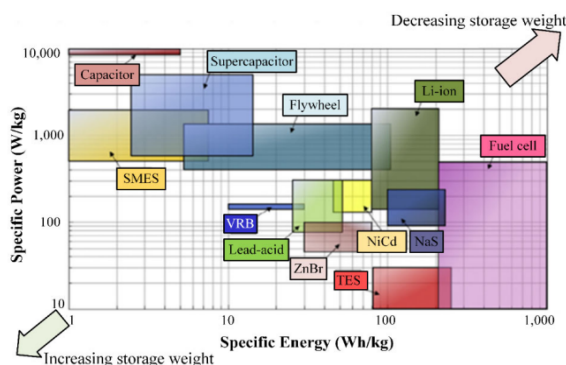


Figura 34. Comparación de la energía específica y la potencia específica de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51]

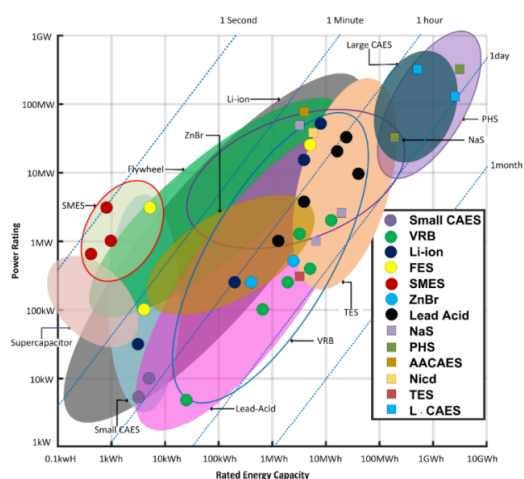


Figura 35. Comparación de la potencia nominal y la capacidad de energía nominal con la duración de descarga a la potencia nominal de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía.

	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge %	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
PHS <sup>1</sup>	100 - 1,000	4 - 12h	30 - 60 years	~0	0.2 - 2	0.1 - 0.2	70-85%	Sec - Min
CAES <sup>2</sup>	10 - 1,000	2 - 30h	20 - 40 years	~0	2 - 6	0.2 - 0.6	40-75%	Sec - Min
Flywheels	0.001 - 1	Sec - hours	20,000 - 100,000	1.3 - 100 %	20 - 80	5,000	70-95%	< sec
NaS battery <sup>3</sup>	10 - 100	1 min - 8h	2,500 - 4,500	0.05 - 20%	150 - 300	120 - 160	70-90%	< sec
Li-ion battery <sup>4</sup>	0.1 - 20	1 min - 8h	1,000 - 10,000	0.1 - 0.3%	200 - 400	1,300 - 10,000	85-98%	< sec
Flow battery <sup>5</sup>	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0.2%	20 - 70	0.5 - 2	60-85%	< sec
Supercapacitor	0.01 - 1	Ms - min	10,000 - 100,000	20 - 40%	10 - 20	40,000 - 120,000	80-98%	< sec
SMES <sup>6</sup>	0.1 - 1	Ms - sec	100,000	10 - 15%	~6	~2,600	80-95%	< sec
Molten salt	1 - 150	Hours	30 years	n/a	70 - 210	n/a	80-90%	Min
Hydrogen	0.01 - 1,000	Min - weeks	5 - 30 years	0 - 4%	600 (200 bar)	0.2 - 20	25-45%	Sec - Min
SNG <sup>7</sup>	50 - 1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2 - 2	25-50%	Sec - Min

Figura 36. Comparación de las características técnicas de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51]

Con el fin de mostrar un enfoque estructurado y completo, una vez analizadas algunas características específicas determinantes, es preciso comparar, de forma general, los sistemas de almacenamiento en su conjunto.

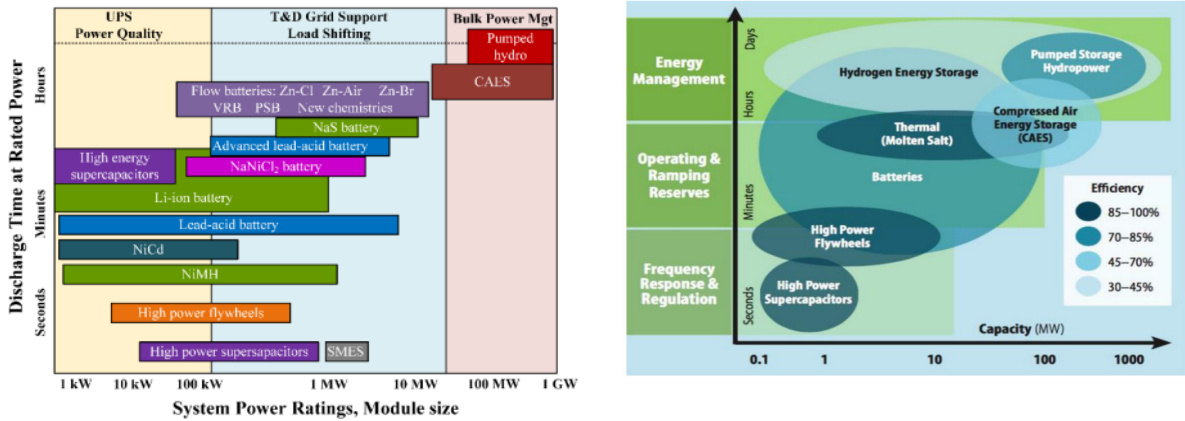


Figura 37. Capacidad global de almacenamiento de energía instalada de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. [51] y [38]

Si nos fijamos en esta figura, podemos observar tres grandes candidatas: almacenamiento hidroeléctrico bombeado, mediante hidrógeno y baterías a gran escala.

1. Almacenamiento hidroeléctrico bombeado.
2. Baterías a gran escala.
3. Almacenamiento por hidrógeno.

Una vez estudiado las opciones y analizando las características intrínsecas de una instalación eólica, se decide construir la siguiente tabla:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	EFICIENCIA	RENTABILIDAD	CAPACIDAD DE RESPUESTA	MADUREZ	IMPACTO AMBIENTAL	VIDA UTIL	DENSIDAD ENERGÉTICA	REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD
ALMACENAMIENTO HIDROELECTRICO BOMBEADO	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Bajo	Medio
BATERIAS A GRAN ESCALA	Alto	Alto	Alto	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio
ALMACENAMIENTO POR HIDROGENO	Medio	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Medio	Alto	Alto

Tabla 5. Criterio de elección del sistema de almacenamiento.

Las baterías a gran escala se consideran la mejor opción en comparación con el almacenamiento hidroeléctrico bombeado y el almacenamiento de hidrógeno debido a su mayor eficiencia, rentabilidad y capacidad de respuesta. Además, son tecnologías maduras y probadas, con un impacto ambiental moderado y una vida útil aceptable. Aunque tienen una densidad energética limitada, su facilidad de instalación y respuesta a la demanda eléctrica las convierten en una opción favorable para el equilibrio entre oferta y demanda de energía.

Software Pandapowers [\[39\]](#):

Pandapowers es una herramienta de código abierto basada en Python para la modelización, análisis y optimización de sistemas eléctricos. Utiliza la conocida biblioteca de análisis y manipulación de datos pandas y la caja de herramientas de análisis de sistemas de energía PYPOWER. Proporciona cálculos de flujo de potencia, estimación de estado, búsqueda de grafo topológico, flujo de potencia óptimo y cálculos de cortocircuito.

Pandapower se diferencia de otras herramientas en el sentido de que, en lugar de utilizar el modelo común de bus-rama, utiliza un modelo basado en elementos construido sobre una estructura tabular. Cada elemento está representado por una tabla que contiene sus parámetros. Después de realizar cualquiera de los análisis incluidos, los resultados también se almacenan en tablas. Además, pandapower ofrece diccionarios de tipos estándar, que básicamente son modelos predefinidos de ciertos elementos eléctricos.

Cálculo resistencia específica [\[41\]](#):

$$R_o = \frac{\rho}{F} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

$R_o$  = Resistencia específica  $[\frac{\Omega}{km}]$

$\rho$  = Resistividad  $[\frac{\Omega \times mm^2}{km}]$

$F$  = Sección del conductor  $[mm^2]$



A su vez, la resistividad se calcula de la siguiente forma:

$$\rho = \rho_0 \times [1 + \alpha \times (T - T_0)] \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del conductor  $[\frac{\Omega \times \text{mm}^2}{\text{km}}]$

$\rho_0$  = Resistividad del conductor a temperatura referencia  $[\frac{\Omega \times \text{mm}^2}{\text{km}}]$

$\alpha$  = Coeficiente de corrección por temperatura  $[\frac{1}{^\circ\text{C}}]$

$T$  = Temperatura del conductor  $[^\circ\text{C}]$

$T_0$  = Temperatura de referencia  $[^\circ\text{C}]$

Cálculo resistencia específica en corriente alterna [\[41\]](#):

$$R_{o\ ca} = R_o \times [1 + \gamma_s + \gamma_p] \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

$R_{o\ ca}$  = Resistencia específica en corriente alterna  $[\frac{\Omega}{\text{km}}]$

$R_o$  = Resistencia específica en corriente continua  $[\frac{\Omega}{\text{km}}]$

$\gamma_s$  = Incremento de la resistencia debido al efecto pelicular  $[\phi]$

$\gamma_p$  = Incremento de la resistencia debido al efecto proximidad  $[\phi]$

A su vez, Incremento de la resistencia debido al efecto pelicular se calcula de la siguiente forma:

$$\gamma_s = 3,28 \times \frac{f^2 \times F^2}{\rho^2 \times 10^8} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

$\gamma_s$  = Incremento de la resistencia debido al efecto pelicular  $[\phi]$

$f$  = Frecuencia  $[\text{Hz}]$

$F$  = Sección efectiva  $[\text{mm}^2]$

$\rho$  = Resistividad del conductor  $[\frac{\Omega \times \text{mm}^2}{\text{km}}]$

A su vez, Incremento de la resistencia debido al efecto proximidad se calcula de la siguiente forma:

$$\gamma_p = \gamma_s \times 2,9 \times a^2 \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

$\gamma_p$  = Incremento de la resistencia debido al efecto proximidad [ $\phi$ ]

$\gamma_s$  = Incremento de la resistencia debido al efecto pelicular [ $\phi$ ]

$a$  = relación entre el diámetro del conductor y la distancia media geométrica entre los ejes de los conductores próximos [ $\phi$ ]

Cálculo Reactancia específica [\[41\]](#):

$$x_o = 0,1445 \times \log\left(\frac{D_{med}}{R}\right) + 0,0157 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

$x_o$  = reactancia específica [ $\frac{\Omega}{km}$ ]

$D_{med}$  = Distancia media geométrica entre los conductores de la línea [ $m$ ] [\[42\]](#)

$R$  = Radio del conductor [ $m$ ]

Power flow (análisis de flujo de potencia):

Un análisis de flujo de potencia es una técnica fundamental en la ingeniería eléctrica que se utiliza para estudiar y analizar el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia y garantizar que opere de manera segura y eficiente. Su objetivo principal es determinar las magnitudes de voltaje y ángulos de fase en todas las barras (nodos) de un sistema eléctrico, así como las potencias activas y reactivas en las líneas de transmisión y las potencias generadas y consumidas en las cargas. Este análisis se basa en las leyes fundamentales de la electricidad, como las leyes de Kirchhoff y las ecuaciones de balance de potencia, y utiliza métodos numéricos para calcular las variables de interés en un sistema eléctrico complejo.

Ensayo de cortocircuito:

Un ensayo de cortocircuito es una prueba realizada para evaluar la capacidad de un componente o sistema eléctrico para resistir las condiciones extremas generadas por un cortocircuito; conexión eléctrica directa e ininterrumpida entre dos puntos de diferente potencial eléctrico en un circuito, lo que resulta en una corriente eléctrica extremadamente alta y potencialmente peligrosa. Los ensayos de cortocircuito son importantes para garantizar la seguridad y la confiabilidad de los equipos eléctricos y para cumplir con las normativas y estándares de seguridad.

El objetivo principal es determinar cómo un componente o equipo eléctrico responde a estas altas corrientes de cortocircuito, simulando dicha situación, que pueden ocurrir en la realidad debido a fallas en el sistema eléctrico. Todo y que existe tanto una corriente máxima como una mínima de cortocircuito en un sistema eléctrico, el enfoque principal se centra en la corriente máxima de cortocircuito, en la situación más desfavorable.

Por último, destacar el hecho de que actualmente se está reformulando la teoría respecto al ensayo de cortocircuito, ya que se han observado la incongruencias entre los valores calculados teóricamente y los medidos en la realidad. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de modelizar el sistema.

## Anexo IV

Sociedades de Clasificación [\[44\]](#):

Son organizaciones no gubernamentales sin ánimo de lucro que tiene como objetivo promover la seguridad de la vida humana en el mar, seguridad de los buques y la protección del medio marino; mediante un marco estándar de requisitos técnicos mínimos de diseño, construcción e inspección. Entre las más reputadas se encuentran: Lloyd's Register, Bureau Veritas, etc.

Tipos de plantas petrolíferas de producción:

1. Semisumergible: Son estructuras móviles utilizadas en aguas profundas, de 180 a 450 metros, y pueden fondear mediante sistemas de posicionamiento dinámico. Estas plataformas se dividen en dos grupos principales: con columnas conectadas a zapatas o con pontones gemelos. Su configuración incluye cascos inferiores que funcionan como compartimentos de lastre y ofrecen estabilidad. Las plataformas semisumergibles son muy estables y con una mínima respuesta a la acción del oleaje. Sin embargo, el movimiento vertical es un desafío y tienen un alto coste inicial y presentan una limitación en la carga de cubierta y fatiga estructural.
2. Torres Fijas: Son estructuras fijas y metálicas tubulares que brindan soporte a las plataformas superiores en la industria petrolera y pueden alcanzar profundidades significativas, generalmente de cientos a miles de metros. Son capaces de soportar grandes cargas en cubierta, tienen una buena estabilidad y poco efecto de socavación del lecho marino. Sin embargo, los costes iniciales y de mantenimiento son elevados y al estar construidas de hacer, están sujetas a corrosión.
3. Plataforma de Patas Tensoras (TLP): Es una estructura semisumergible con columnas sin cascos bajos. Se ancla al fondo del mar mediante líneas verticales conectadas a zapatas clavadas, capaces de llegar a profundidades superiores a 600 metros. Son altamente estables en condiciones climáticas severas, tienen una capacidad de carga en cubierta media, un coste de mantenimiento bajo, un coste inicial moderado y un movimiento vertical mínimo, de aproximadamente 1 a 1,5 metros. Sin embargo, presentan desafíos tecnológicos complejos y fatiga en los cables tensados y son costosas de instalar en aguas someras.
4. Estructuras por gravedad: Son instalaciones que se posicionan en el fondo marino mediante perforaciones en las que posteriormente se colocan pilotes de hormigón los cuales se ensamblan a los pilares. Son muy estables, capaces de soportar grandes cargas en cubierta, más tolerantes a la sobrecarga y exposición al mar que las plataformas de acero y pueden operar a profundidades de hasta 200 metros. Sin embargo, presentan un gran efecto de socavación del lecho marino.

Materiales empleados en la superestructura:

Debido a las características del proyecto, se debe optar por utilizar principalmente acero por su durabilidad, alta resistencia y versatilidad además de ser un material económico. Sin embargo, presenta algunos inconvenientes como su corrosión, el hecho de que se tiene que soldar y, sobre todo, que trabaja mal a compresión. Es por esto último que para la cubierta se debe utilizar hormigón ya que trabaja excelentemente a compresión, pero únicamente donde se sitúan los elementos debido que este material es muy pesado. Estos tipos de estructuras que presentan una variedad de materiales de construcción se denominan mixtas.

Tipos de cargas:

1. Cargas muertas : consiste en el peso tanto de la estructura de la plataforma como de los elementos “TopSide” que no varían durante los procesos operacionales realizados en la plataforma. Se deberán tener en cuenta paralelamente las fuerzas hidrostáticas actuantes por debajo de la línea de mar.
2. Cargas vivas : Se consideran aquellas cargas con posibilidad de variar durante los procesos operacionales.
3. Cargas ambientales : referidas a cargas producidas por la fuerza elementos ambientales como el viento, las corrientes, el oleaje, nieve y hielo, terremotos, etc.
4. Cargas constructivas : aquellas que se generan durante el proceso de fabricación, transporte o montaje de la propia plataforma.

Método peso/cargas:

1. Determinar el peso por metro cuadrado de cada elemento. Para ello, se debe tener en cuenta el tipo de construcción y la función que debe realizar para así determinar qué materiales constructivos se emplean, que son los que condicionan el peso por metro cuadrado. Unidades:  $[kN \times m^2]$ .
2. Determinar la superficie que ocupa cada elemento. Para ello, se debe tener en consideración el diseño preliminar. Unidades:  $[m^2]$ .
3. Multiplicar el peso por metro cuadrado por la superficie para obtener el peso total del elemento de estudio. Unidades  $([kN])$ .

Cálculo diferencial de área:

Hipótesis: Este método contempla que el conjunto de vigas que sustentan un elemento se reparten su peso de forma equitativa.

1. Determinar el diferencial de área multiplicando la longitud del módulo en cuestión por la distancia entre centros de las secciones que soportan el elemento "TopSide". Este resultado deberá dividirse por la longitud del módulo, por lo que será adimensional.
2. Sección por sección, determinar la que acumula mayor diferencial de área para así conocer la más comprometida.
3. Multiplicar el diferencial de área de la sección más comprometida por el diferencial entre el peso total del módulo y su superficie.

Si parte del elemento sobresale por el costado de la superestructura, se deberá calcular el momento flector como el diferencial entre el peso total del módulo y su superficie multiplicado por el área en voladizo y por la distancia entre el centro de este área hasta el extremo de la viga más próxima.

Tipos de hormigón:

Para su elección, se deberá tener en cuenta las necesidades técnicas del proyecto, como lo son las cargas muertas a las que está sometido y los requisitos impuestos por las sociedades de clasificación.

Una vez escogido el tipo de hormigón, se debe determinar su resistencia. La fórmula para obtenerla es:

$$F_{cf} = \alpha \times \frac{F_{ck}}{\gamma} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

$$F_{cf} = \text{Resistencia del hormigón} \left[ \frac{N}{mm^2} \right]$$

$$F_{ck} = \text{Resistencia característica de compresión a 28 días del hormigón} \left[ \frac{N}{mm^2} \right]$$

$$\alpha = \text{Factor cansancio del hormigón} [\phi]$$

$$\gamma = \text{Coeficiente seguridad del hormigón} [\phi]$$

Esfuerzo normal a compresión:

El esfuerzo actuante normal a compresión es la fuerza que se ejerce al objeto a compresión. La fórmula para obtenerlo es:

$$Nd = \gamma \times \frac{P}{n} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

$Nd$  = Esfuerzo normal a compresión [ $kN$ ]

$P$  = Peso de la superestructura [ $\frac{N}{mm^2}$ ]

$n$  = Número de pilares [ $\phi$ ]

$\gamma$  = Coeficiente seguridad del hormigón [ $\phi$ ]

Cálculo radio pilar:

Para obtener el radio del pilar, se debe hacer primero un cálculo de la sección transversal mínima para asegurar que dicho elemento tiene una resistencia adecuada frente a los esfuerzos actuantes. La fórmula para obtenerla es:

$$A_{min} \geq \frac{Nd}{\sigma_{adm}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

$A_{min}$  = Area mínima [ $m^2$ ]

$Nd$  = Esfuerzo normal a compresión [ $kN$ ]

$\sigma_{adm} = F_{cf}$  = Resistencia del hormigón [ $\frac{N}{mm^2}$ ]

Con estos datos, se puede obtener el radio mínimo de dimensionamiento. La fórmula para obtenerlo es:

$$A_{min} = \pi \times r^2 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

$A_{min}$  = Area mínima [ $m^2$ ]

$r$  = radio mínimo [ $m$ ]

Cálculo de Pandeo:

El pandeo es un fenómeno de inestabilidad elástica que puede darse en elementos comprimidos con esbeltez mecánica. La esbeltez mecánica es una característica mecánica de las barras estructurales que relaciona la rigidez de la sección transversal de una pieza prismática con su longitud total. Se caracteriza por un parámetro adimensional que interviene en el cálculo de las tensiones y predice dichas inestabilidades. La fórmula para obtenerlo es:

$$\lambda = \beta \times L \times \sqrt{\frac{A_{min}}{M}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

$\lambda$  = Parámetro pandeo [ $\phi$ ]

$\beta$  = Coeficiente esbeltez [ $\phi$ ]

$L$  = Longitud del Pilar [ $m$ ]

$A_{min}$  = Área mínima [ $m^2$ ]

$M$  = Momento de área del Pilar [ $kN \times m$ ]

Tomando en cuenta las necesidades técnicas del proyecto y los requisitos impuestos por las sociedades de clasificación, estas impondrán un parámetro de pandeo con el que podrá calcularse el área mínima. Haciendo uso de la segunda ecuación de "Cálculo radio pilar", se podrá obtener el valor real de radio.

Ecuación de Morison:

La ecuación de Morison se emplea para el cálculo de las fuerzas debidas a cargas ambientales para estructuras delgadas. La fórmula para obtenerla es:

$$F = \rho \times Cm \times \frac{\pi \times D^2}{4} \times a \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

$F$  = Fuerza hidrodinámica [ $kN$ ]

$\rho$  = Densidad del fluido [ $\frac{kg}{m^3}$ ]

$Cm$  = Coeficiente de Inercia [ $m$ ]

$D$  = Diámetro de la sección transversal [ $m$ ]

$a$  = Aceleración de las partículas del fluido [ $\frac{m}{s^2}$ ]





Ecuación fuerza hidrodinámica de las corrientes:

El cálculo de la fuerza hidrodinámica debida a las corrientes se realiza según la siguiente fórmula:

$$F_c = \frac{1}{2} \times \rho \times u^2 \times D \times C_d \times \sin^2(k) \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

$F$  = Fuerza hidrodinámica debida a la corriente [ $kN$ ]

$\rho$  = Densidad del fluido [ $\frac{kg}{m^3}$ ]

$u$  = Velocidad total [ $\frac{m}{s}$ ]

$D$  = Diámetro de la sección transversal [ $m$ ]

$C_d$  = Coeficiente de arrastre [ $\phi$ ]

$k$  = Ángulo de cono entre la velocidad total y el cilindro. [ $rad$ ]

Método cálculo del momento generado por el oleaje:

Se opta por dividir el pilar en "i" partes y calcular el momento como la suma de las diferentes fuerzas aplicadas en cada intersección "x" para así tener en cuenta la totalidad del espectro de fuerzas. La fórmula para obtenerlo es:

$$M_o = \sum_{i=0}^n F_x \times A_i \times d_i \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$x = i + 1 \quad i > 1 \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

$M_o$  = Momento generado por el oleaje [ $kN \times m$ ]

$F_i$  = Fuerza hidrodinámica aplicada en la intersección x [ $kN$ ]

$A_i$  = Area de la sección i [ $m^2$ ]

$d_i$  = Distancia de la sección i hasta la siguiente [ $m$ ]

Cálculo del momento generado por la corriente:

La fórmula para obtenerlo es:

$$M_c = F \times \frac{z^2}{2} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Donde:

$M_c$  = Momento generado por la corriente [ $kN \times m$ ]

$F_i$  = Fuerza hidrodinámica [ $kN$ ]

$z$  = Longitud del pilar [ $m$ ]

Excentricidad total:

Es la distancia normal entre el punto de aplicación de la fuerza y la base del pilar por la que se consigue el momento máximo.

En este caso, la excentricidad total ( $E_{tot}$ ) es la suma de la distancia referida a los esfuerzos de primer orden ( $E_e$ ) y la distancia ficticia utilizada para representar los efectos de segundo orden ( $E_a$ ). Esta segunda componente se debe tener en cuenta debido a la deformación de los pilares. Estos la sufrirán debido a que son elementos esbeltos (y por tanto muy flexibles), empotrados en su base, libres en su extremo superior y que están sometidos a fuertes compresiones.

Cálculo excentricidad de primer orden ( $E_e$ ):

La excentricidad de cálculo de primer orden equivale a la distancia desde el punto de aplicación de las fuerzas actuantes hasta el eje de giro. La fórmula para obtenerla es:

$$E_e = \frac{M_o + M_c}{N_d} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Donde:

$E_e$  = Excentricidad de primer orden [ $m$ ]

$M_o$  = Momento generado por el oleaje [ $kN \times m$ ]

$M_c$  = Momento generado por la corriente [ $kN \times m$ ]

$N_d$  = Esfuerzo normal a compresión [ $kN$ ]

Cálculo excentricidad de segundo orden ( $Ea$ ):

Se hace uso del método de flexión compuesta recta para determinar el valor de la excentricidad de segundo orden. La fórmula aproximada para obtenerla es:

$$Ea = (1 + 0.12 \times \beta) \times (\varepsilon_y + 0.0035) \times \frac{h+20 \times Ee}{h+10 \times Ee} \times \frac{l_o^2}{50 \times I_c} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Donde:

$Ea$  = Excentricidad de segundo orden [ $m$ ]

$\beta$  = factor de armado [ $\phi$ ]

$\varepsilon_y$  = Deformación del acero [ $\frac{N}{mm^2}$ ]

$h$  = Canto total de la sección de hormigón [ $m^2$ ]

$Ee$  = Excentricidad de primer orden [ $m$ ]

$l_o$  = Longitud de pandeo [ $m$ ]

$I_c$  = Radio de giro de la sección de hormigón [ $m$ ]

Momento de Pandeo:

Una vez obtenidas las distancias o excentricidades de primer y segundo orden, se puede determinar el valor del momento de pandeo. La fórmula para obtenerlo es:

$$Mp = Nd \times Etot \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

$Mp$  = Momento de pandeo [ $kN \times m$ ]

$Nd$  = Esfuerzo normal a compresión [ $kN$ ]

$Etot$  = Excentricidad total [ $m$ ]

Verificar dimensionamiento de los pilares:

Para ello, se hace uso de un programa informático, como por ejemplo Hormigón Estructural 3.0. En él se introducen los datos referentes al tipo de hormigón y el radio. A continuación, se realiza el cálculo de flexión compuesta recta, fruto de esfuerzos calculados previamente, y el programa determina si se debe modificar o no el diseño del área de armadura y por ende el radio.

Tipos de estructuras base para los aerogeneradores:

1. Estructuras Fijas: Se componen de elementos que se anclan al lecho marino de forma permanente.

Ventajas:

1. Mayor estabilidad y resistencia en comparación con las estructuras flotantes.
2. Capacidad para operar en aguas menos profundas.
3. Menor dependencia de condiciones climáticas favorables.

Inconvenientes:

1. Limitaciones en la profundidad máxima de instalación.
  2. Requieren una construcción más compleja y costosa.
  3. Mayor impacto en el medio ambiente debido a la interacción con el suelo marino.
2. Estructuras Flotantes: Son plataformas que se mantienen a flote mediante sistemas de lastre o flotabilidad.

Ventajas:

1. Capacidad para operar en aguas profundas.
2. Mayor flexibilidad y capacidad de reubicación.
3. Menor impacto en el suelo marino y en el medio ambiente.

Inconvenientes:

1. Mayor complejidad técnica y de diseño.
2. Mayores costos de construcción, instalación y mantenimiento.
3. Mayor dependencia de condiciones climáticas favorables para la estabilidad.

## Tipos de estructuras fijas:

1. Monopile o Pilote: Consiste en una cimentación mediante un único elemento de acero con forma de tubo y que requiere ser “clavado” en el lecho marino a una cierta profundidad.

Ventajas: Construcción relativamente sencilla, ampliamente utilizada en la industria, menor complejidad logística y menor coste en aguas poco profundas.

Inconvenientes: Limitada a aguas menos profundas, mayor dependencia de la calidad del suelo marino, puede experimentar mayor fatiga debido a las fuerzas del oleaje.

2. Cimentación de gravedad (GBF): Se trata de una cimentación cuyo principal factor es el peso de la base, aprovechando la gravedad para fijar el aerogenerador. Generalmente está conformado de hormigón y acero.

Ventajas: Mayor estabilidad y resistencia en comparación con el monopile, capacidad para soportar condiciones más adversas, mayor durabilidad.

Inconvenientes: Requiere una construcción más compleja y costosa, necesidad de equipos y embarcaciones especializadas para la instalación.

3. Jacket: Se trata de una tecnología de fijación al lecho marino, al igual que el monopile, a partir de pilotes. Sin embargo, no se sustenta sobre un único pilote, sino sobre 3 o 4, dependiendo del modelo.

Ventajas: Alta estabilidad y resistencia, adecuada para aguas más profundas, menor fatiga debido a la interacción con el oleaje.

Inconvenientes: Mayor complejidad y coste de fabricación y transporte de los componentes, mayor complejidad logística y requerimientos de instalación.

## Anexo V

Cálculo coste cimentación monopile [\[45\]](#):

$$C_{cim} = \frac{339,200}{10^6} \times P_n \times [1 + 0,02 \times (p - 8)] \times [1 + 0,8 \times 10^{-6} \times (h \times (\frac{d^2}{2}) - 10^5)]$$

(Ec. 5.1)

Donde:

$C_{cim}$  = Coste de cada cimentación [M€]

$P_n$  = Potencia nominal del aerogenerador [MW]

$p$  = Profundidad del lecho marino [m]

$h$  = Altura del la torre del aerogenerador [m]

$d$  = Diámetro del rotor del aerogenerador [m]

Cálculo coste de transporte e instalación [\[46\]](#):

$$C_{t,i} = F \times [T_{inst} + T_{carga} + 2 \times (\frac{D_{puerto}}{V_{emb}} + T_{acerc})] \times C_{emb} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

$C_{t,i}$  = Coste de transporte e instalación [€]

$F$  = Factor estado del mar (1-2) [ $\phi$ ]

$T_{inst}$  = Tiempo de instalación [horas]

$T_{carga}$  = Tiempo de carga en la embarcación [horas]

$T_{acerc}$  = Tiempo de acercamiento a la ubicación escogida [horas]

$D_{puerto}$  = Distancia desde el puerto hasta la ubicación escogida [km]

$V_{emb}$  = Velocidad de la embarcación [ $\frac{km}{h}$ ]

$C_{emb}$  = Coste de la embarcación [ $\frac{€}{horas}$ ]

Unión segmentos de los pilares:

Los segmentos de pilares que se colocan bajo el agua generalmente no se sueldan en el sentido tradicional. En lugar de eso, se utilizan métodos de unión específicos para este tipo de aplicaciones subacuáticas. Dos de los métodos más comunes son:

1. Acoplamientos mecánicos: Se utilizan acoplamientos mecánicos especiales diseñados para unir los segmentos de pilares bajo el agua. Estos acoplamientos suelen ser sistemas de bridas o juntas que se aprietan y aseguran mediante pernos o abrazaderas.
2. Conexiones a presión: Este método implica utilizar juntas o sistemas de conexión a presión que permiten unir los segmentos de pilares sin necesidad de soldadura. Estos sistemas suelen consistir en una combinación de juntas de goma, anillos de compresión y elementos de sujeción. La presión hidrostática del agua ayuda a sellar y asegurar las conexiones de manera efectiva.

Ambos métodos permiten conectar los segmentos de pilares de manera segura y confiable bajo el agua sin la necesidad de llevar a cabo procesos de soldadura, que pueden resultar complicados y costosos en ese entorno. La elección dependerá de los requisitos del proyecto.

## Bibliografía

1. Borràs mora, E, Spelling, J, Van Der Weijde, A & Pavageau, E-M 2019, 'The Effects of Mean Wind Speed Uncertainty on Project Finance Debt Sizing for Offshore Wind Farms', *Applied Energy*, vol. 252. URL : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113419>
2. Danish Wind Industry Association. (1998). Parameters that affect wind energy production. URL: [\[http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/turb.htm\]](http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/turb.htm). [Consultado el 4 de abril de 2023].
3. CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS. (2017). Factores que afectan la producción de energía solar. URL: [\[https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/791/1/Norma%20Rosario%20flores%20Rivera%2C%20Miguel%20%20C3%81ngel%20Dom%20%20C3%ADnquez%20Ram%20%20C3%ADrez%20Maestr%20%20C3%ADa%20en%20Energ%20%20C3%ADas%20Renovables.pdf\]](https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/791/1/Norma%20Rosario%20flores%20Rivera%2C%20Miguel%20%20C3%81ngel%20Dom%20%20C3%ADnquez%20Ram%20%20C3%ADrez%20Maestr%20%20C3%ADa%20en%20Energ%20%20C3%ADas%20Renovables.pdf). [Pag 15-43].
4. UNIVERSIDAD DE CANTABRIA-DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN. URL: [\[https://www.exa.unne.edu.ar/fisica/maestria/modulo2/eolica/eolo12002.pdf\]](https://www.exa.unne.edu.ar/fisica/maestria/modulo2/eolica/eolo12002.pdf). [Pag 12].
5. Danish Wind Industry Association. (1998). Curva de potencia de un aerogenerador. URL: [\[http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.htm\]](http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.htm). [Consultado el 4 de abril de 2023].
6. ResearchGate. (Diciembre 2019). Imagen curva de potencia de un aerogenerador. URL: [\[https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Curva-de-potencia-correspondiente-al-modelo-Vestas-V90-En-linea-de-trazo-se\\_fig4\\_337990705\]](https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Curva-de-potencia-correspondiente-al-modelo-Vestas-V90-En-linea-de-trazo-se_fig4_337990705). [Consultado el 4 de abril de 2023].
7. Danish Wind Industry Association. (1998). Coeficiente de potencia. URL: [\[http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.htm\]](http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/pwr.htm). [Consultado el 4 de abril de 2023].
8. Sinay, Maritime data solutions. (25 de octubre de 2022). Metocean. URL: [\[https://sinay.ai/en/what-is-metocean/\]](https://sinay.ai/en/what-is-metocean/). [Consultado el 20 de abril de 2023].



9. William Lowrie: *Fundamentals of Geophysics*. (Edición 2007). ISBN-10 0-521-67596-0. URL: [\[https://eclass.uoa.gr/modules/document/file.php/GEOL210/%CE%95%CE%9A%CE%A0%CE%91%CE%99%CE%94%CE%95%CE%A5%CE%A4%CE%99%CE%9A%CE%91%20%CE%92%CE%9F%CE%97%CE%98%CE%97%CE%9C%CE%91%CE%A4%CE%91%20%CE%9A%CE%91%CE%99%20%CE%92%CE%99%CE%92%CE%9B%CE%99%CE%91/%CE%98%CE%B5%CE%BC%CE%AD%CE%BB%CE%B9%CE%B1\\_%CF%84%CE%B7%CF%82\\_%CE%93%CE%B5%CF%89%CF%86%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AE%CF%82.pdf\]](https://eclass.uoa.gr/modules/document/file.php/GEOL210/%CE%95%CE%9A%CE%A0%CE%91%CE%99%CE%94%CE%95%CE%A5%CE%A4%CE%99%CE%9A%CE%91%20%CE%92%CE%9F%CE%97%CE%98%CE%97%CE%9C%CE%91%CE%A4%CE%91%20%CE%9A%CE%91%CE%99%20%CE%92%CE%99%CE%92%CE%9B%CE%99%CE%91/%CE%98%CE%B5%CE%BC%CE%AD%CE%BB%CE%B9%CE%B1_%CF%84%CE%B7%CF%82_%CE%93%CE%B5%CF%89%CF%86%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AE%CF%82.pdf) [Capítulo 3]
10. Society of Exploration Geophysicists (SEG). *Actividades que permiten realizar los estudios geofísicos*. URL: [\[https://seg.org/\]](https://seg.org/) [Consultado el 20 de abril de 2023]
11. Gobierno Danés: *Información respecto a los estudios previos*. URL: [\[https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-islands/preliminary-site-investigations-energy-islands\]](https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-islands/preliminary-site-investigations-energy-islands) [Consultado el 20 de abril de 2023]
12. Braja M. Das: *"Principles of Geotechnical Engineering"* . (2010 Edition). ISBN-13: 978-1-133-10867-2. URL: [\[http://faculty.tafreshu.ac.ir/file/download/course/1583609876-principles-of-geotechnical-engineering-8th-das.pdf\]](http://faculty.tafreshu.ac.ir/file/download/course/1583609876-principles-of-geotechnical-engineering-8th-das.pdf) [Capítulo 1]
13. Larry Canter: *"Environmental Impact Assessment"*. (Edición enero 1996). ISBN-10 : 0071141030
14. L. P. Lazaridis, "Economic comparison of HVAC and HVDC solutions for large offshore wind farms under special consideration of reliability," *Elect. Eng.*, vol. 12, no. 4, pp. 203–208, 2005.
15. Z. Chen, D. Xiaowei, and Z. Guiping, "Optimisation of reactive power compensation of HVAC cable in off-shore wind power plant," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 7, pp. 857–863, 2015.
16. Regional Group North Sea, "Offshore transmission technology," ENTSOE AISBL, Brussels, Belgium, Tech. Rep., Nov. 2011.
17. X. Xiang, M.M. C. Merlin, and T. C. Green, "Cost analysis and comparison of HVAC, LFAC and HVDC for offshore wind power connection," in *Proc. IET 12th Int. Conf. AC DC Transmiss.*, May 2016, pp. 1–6.
18. James F. Manwell, Jon G. McGowan y Anthony L. Rogers. *Wind Energy Explained*. Edición 2009. ISBN 978-0-470-01500-1. URL: [\[http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach\\_Tieng\\_Anh.pdf\]](http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach_Tieng_Anh.pdf) [Capítulo 1]

19. E. Al-Ahmar, M. E. Benbouzid, Y. Amirat, and S. E. Elghali, “Dfig-based wind turbine fault diagnosis using a specific discrete wavelet transform”, *IEEE Computer Society*, 2008, isbn: 9781424417360. doi: 10.1109/ICELMACH.2008.4800033.
20. H. J. Bahirat, B. A. Mork, and H. K. Hoidalén, “Comparison of wind farm topologies for offshore applications”, 2012, isbn: 9781467327275. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344689.
21. M. Biskoping, T. Kadam, S. K. Gurumurthy, F. Ponci, and A. Monti, “Comparison of star and string offshore dc collector grid topologies on the aspect of stability—an impedance approach”, *Energies*, vol. 14, 19 Oct. 2021, issn: 19961073. doi: 10.3390/en14196253.

22. Oscar Lopez. (Julio 2022). HVAC Transmission Systems for Offshore Wind Farms: Optimal Reactive Power Compensation. Imagen topología string, looped string y estrella. [Pag 24].
23. Global Wind Energy Council (GWEC). Definición de una Planta eólica marina. URL: [\[https://gwec.net/\]](https://gwec.net/) [Consultado el 4 abril de 2023]
24. Oscar Lopez. (Julio 2022). HVAC Transmission Systems for Offshore Wind Farms: Optimal Reactive Power Compensation. Imagen esquema planta eólica marina. [Pag 17].
25. IMSE. Efecto pelicular. (30 diciembre 2016). URL: [\[http://imseingenieria.blogspot.com/2016/12/el-efecto-pelicular-skin-y-de.html\]](http://imseingenieria.blogspot.com/2016/12/el-efecto-pelicular-skin-y-de.html) [Consultado el 2 de mayo de 2023]
26. Watiofy: Efecto Joule. URL: [\[https://watiofy.com/info/faqs/que-es-el-efecto-joule-definicion-y-formula/#:~:text=El%20efecto%20Joule%20es%20un,t%C3%A9rmica%20de%20la%20resistencia%20el%C3%A9ctrica\]](https://watiofy.com/info/faqs/que-es-el-efecto-joule-definicion-y-formula/#:~:text=El%20efecto%20Joule%20es%20un,t%C3%A9rmica%20de%20la%20resistencia%20el%C3%A9ctrica) [Consultado el 2 de mayo de 2023]
27. Repositorio.tec. Ruido Electromagnético. URL: [\[https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/629622/33068000967979.pdf?sequence=1\]](https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/629622/33068000967979.pdf?sequence=1) [Consultado el 2 de mayo de 2023]
28. ITEAM: Desplazamiento de fase. URL: [\[https://glossar.item24.com/es/indice-de-glosario/articulo/item//desplazamiento-de-fase-ingenieria-electrica-1.html\]](https://glossar.item24.com/es/indice-de-glosario/articulo/item//desplazamiento-de-fase-ingenieria-electrica-1.html) [Consultado el 2 de mayo de 2023]
29. Hyperphysics. Resonancia. URL: [\[http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbaseees/electric/serres.html\]](http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbaseees/electric/serres.html) [Consultado el 2 de mayo de 2023]
30. Análisis de aspectos eléctricos para el diseño de un parque offshore de generación undimotriz: Sistemas de transmisión - Sistemas HVAC vs HVDC [\[https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4991/fichero/5+Sistemas+de+transmisi%C3%B3n.pdf\]](https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4991/fichero/5+Sistemas+de+transmisi%C3%B3n.pdf). [Pag 106-108]
31. Fabián alonso elgueta jaque : Universidad de chile - Control de sistemas hvdc [\[https://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2008/elgueta\\_fj/sources/elgueta\\_fj.pdf\]](https://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2008/elgueta_fj/sources/elgueta_fj.pdf) [Pag 12]
32. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario. (Marzo 2008). Transmisión de Energía con Corriente Continua en Alta Tensión. URL: [\[https://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2008/elgueta\\_fj/sources/elgueta\\_fj.pdf\]](https://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2008/elgueta_fj/sources/elgueta_fj.pdf) . [Pag 20]

33. Proyecto987. TRIANGULO DE POTENCIAS. URL: [\[http://www.proyecto987.es/corriente\\_alterna\\_11.html\]](http://www.proyecto987.es/corriente_alterna_11.html) [Consultado el 20 de abril de 2023]
34. ABB. Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas - Compensadores. URL: [\[https://library.e.abb.com/public/897462d590876b5fc125791a003bd1e0/1TXA007107G0701\\_CT8.pdf\]](https://library.e.abb.com/public/897462d590876b5fc125791a003bd1e0/1TXA007107G0701_CT8.pdf)
35. European Union - Scientific Committees: Corriente alterna y corriente continua. URL: [\[https://ec.europa.eu/health/scientific\\_committees/opinions\\_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/abc/corriente-alterna.htm\]](https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/abc/corriente-alterna.htm) [Consultado el 10 de mayo de 2023]
36. Generatuluz. Imagen Corriente continúa. URL: [\[https://www.generatuluz.com/tu-propia-instalacion-aislada/la-corriente-alterna-y-la-corriente-continua/\]](https://www.generatuluz.com/tu-propia-instalacion-aislada/la-corriente-alterna-y-la-corriente-continua/) [Consultado el 10 de mayo de 2023]
37. Cienciasfera. Imagen Corriente alterna. URL: [\[https://www.cienciasfera.com/materiales/electrotecnia/tema10/21\\_potencia\\_en\\_un\\_circuito\\_inductivo.html\]](https://www.cienciasfera.com/materiales/electrotecnia/tema10/21_potencia_en_un_circuito_inductivo.html) [Consultado el 10 de mayo de 2023]
38. Asociación Empresarial Eólica. (Junio 2020). Almacenamiento de energía en parques eólicos: Tipos de tecnologías de almacenamiento. URL: [\[https://aeolica.org/wp-content/uploads/2020/06/Documento-Posicin-Almacenamiento-AEE-3062020.pdf\]](https://aeolica.org/wp-content/uploads/2020/06/Documento-Posicin-Almacenamiento-AEE-3062020.pdf) [Pag 5 y 6]
39. L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, "Pandapower — an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 6510–6521, 6 Nov. 2018, issn: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
40. Unigal. Efecto de proximidad: [\[https://unigal.mx/efecto-de-proximidad-definicion-causa-y-factores-que-afectan/\]](https://unigal.mx/efecto-de-proximidad-definicion-causa-y-factores-que-afectan/) [Consultado el 10 de mayo de 2023]
41. Catedra.ing. Cálculo de líneas y redes de distribución: parámetros y características de los elementos de los circuitos equivalentes de las redes eléctricas. URL: [\[https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisspot/Libros%202007/libros/dee/loscalzo/x-distri/x-distri.htm\]](https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisspot/Libros%202007/libros/dee/loscalzo/x-distri/x-distri.htm) [Consultado el 3 de junio de 2023]
42. Prysmianclub. (14 Enero 2019). Configuraciones de distancias medias geométricas entre los conductores de la línea. URL: [\[https://www.prysmianclub.es/como-se-obtienen-los-valores-de-reactancia-de-los-cables-ejemplos-de-calculo/\]](https://www.prysmianclub.es/como-se-obtienen-los-valores-de-reactancia-de-los-cables-ejemplos-de-calculo/) [Consultado el 3 de junio de 2023]

43. ABB. (Marzo 2010). *Technical data for XLPE cables in underground system - Table 24 Single-core cables, nominal voltage 70 kV*. URL: [\[https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf\]](https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf) [Pag 20]
44. Ingenieromarino. *Sociedades de clasificación*. URL: [\[https://ingenieromarino.com/sociedades-de-clasificacion/#1-Introduccion\]](https://ingenieromarino.com/sociedades-de-clasificacion/#1-Introduccion) [Consultado el 20 de abril de 2023]
45. Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). *Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation*. *Renewable Energy*, 2043-2051.
46. Castro Santos, L., Filgueira Vizcoso, A., Lamas Galdo, I., & Carral Couce, L. (2018). *Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters*. *Journal of Cleaner Production*, 1124 - 1135
47. Energías Renovables. (13 Julio 2015). *Relación eficiencia paneles solares con la Temperatura*. URL: [\[https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713\]](https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713)[Consultado el 12 de marzo de 2023]
48. BBC. (12 mayo 2022). *El revolucionario proyecto de Dinamarca para producir electricidad para Europa y escapar de la dependencia del gas ruso*. URL: [\[https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-61326510\]](https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-61326510)[Consultado el 12 de marzo de 2023]
49. REE. *Emisiones y factor de emisión de co2 eq. de la generación*. URL: [\[https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2\]](https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2). [Consultado el 5 de septiembre de 2023]
50. Tarifaluzhora. *Precio promedio mensual kilovatio hora en España*. URL: [\[https://tarifaluzhora.es/info/precio-kwh#evolucion-precio-kwh-espana\]](https://tarifaluzhora.es/info/precio-kwh#evolucion-precio-kwh-espana) [Consultado el 5 de septiembre de 2023]
51. Eklas Hossain 1,\*, Hossain Mansur Resalat Faruque 2, Md. Samiul Haque Sunny 3, Naeem Mohammad 3 and Nafiu Nawar. [15 July 2020]. *A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects*.
52. University of Groningen. (April 5, 2019). *Techno-Economic Analysis of Energy Storage Systems for Offshore Wind Farms- 2 ENERGY STORAGE SYSTEMS*. URL: [\[https://fse.studenttheses.ub.rug.nl/19350/1/mlEM\\_2019\\_BijlHJ.pdf\]](https://fse.studenttheses.ub.rug.nl/19350/1/mlEM_2019_BijlHJ.pdf)