



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

CAMPUS IRAPUATO - SALAMANCA

DIVISIÓN DE INGENIERÍAS

*“Modelado y diseño de un sistema para la captación y
conversión de energía por medio de corrientes marinas”*

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

(Opción: Instrumentación y Sistemas Digitales)

PRESENTA:

Ing. Miguel Angel Gayón Pérez

DIRECTORES:

Dra. Xiomara González Ramírez

Dr. Iván Abel Hernández Robles

Salamanca, Gto., a 25 de junio de 2020

M. en I. HERIBERTO GUTIÉRREZ MARTIN
JEFE DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
PRESENTE

Por medio de la presente, se otorga autorización para proceder a los trámites de impresión, empastado de tesis y titulación al alumno Miguel Angel Gayón Pérez del programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica (Instrumentación y Sistemas Digitales) y cuyo número de NUA es: 145801 del cual soy director. El título de la tesis es: Modelado y diseño de un sistema para la captación y conversión de energía por medio de corrientes marinas.

Hago constar que he revisado dicho trabajo y he tenido comunicación con los sinodales asignados para la revisión de la tesis, por lo que no hay impedimento alguno para fijar la fecha de examen de titulación.

ATENTAMENTE

Dra. Xiomara González Ramírez
DIRECTOR DE TESIS

Dr. Iván Abel Hernández Robles
DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Amparo Andrade Lucio
PRESIDENTE

Dr. Alejandro Pizano Martínez
VOCAL

Dedicatoria

A mis padres y hermana, por su apoyo brindado para poder realizar esta maestría.

Agradecimientos

Primeramente a Dios, por darme la fortaleza necesaria para poder culminar esta meta.

A Andrés, por su recomendación para poder realizar la maestría en la Universidad de Guanajuato, y que junto a Rosario, han sido mis hermanos en este país. Gracias por su incondicional amistad.

A la Dra. Xiomara González Ramírez, por su paciencia, consejos y orientación durante la realización de este trabajo, y al Dr. Iván Abel Hernández Robles por su conocimiento que me ayudaron a cumplir los objetivos de este trabajo.

A Lorena, Dayanna, José, Erika, Jesús, Guille y Renny, con los que compartí a lo largo de la maestría y que hicieron este camino más llevadero. En especial a Lorena y Dayanna, por todo su gran apoyo emocional, cariño y consejos en los momentos más difíciles. Y a Reyna, que conociéndola mucho tiempo después, me brindó su amistad, apoyo y comprensión en la última etapa de esta tesis.

Agradecimientos Institucionales

Expreso mi más sincera gratitud hacia la Universidad de Guanajuato, especialmente a la División de Ingenierías del Campus Irapuato-Salamanca por la formación y el apoyo que he recibido. A todos los profesores mis agradecimientos por su duro trabajo durante estos dos años que me permitieron obtener el título de Maestro en Ingeniería.



Este trabajo fue realizado gracias al apoyo recibido a través del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México, CONACYT, bajo la beca otorgada en la convocatoria titulada "BECAS NACIONALES 2016 SEGUNDO PERIODO", con el número de becario 763530.



Resumen

Uno de los temas de preocupación a nivel mundial es el constante aumento del calentamiento global como consecuencia de un uso acelerado de los combustibles fósiles, lo que ha llevado a la emisión de toneladas de dióxido de carbono y de gases contaminantes a la atmósfera terrestre. Debido a esto, es necesario investigar y desarrollar nuevas fuentes de energía renovable como son: la eólica, solar fotovoltaica, geotérmica y la oceánica. De esta última, la energía proveniente de las corrientes marinas es una fuente de energía alternativa que ha venido adquiriendo gran popularidad en la última década debido a la gran cantidad de energía que puede ser extraída de los océanos; es por esto, que en este trabajo se presenta el modelado y diseño de una planta de energía eléctrica por medio de corrientes marinas para generación distribuida. Se utilizó una turbina de eje horizontal para la conversión de la energía cinética de las corrientes marinas en energía mecánica, la cual fue modelada empleando la Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory, por sus siglas en inglés, *Blade Element Momentum Theory*), utilizada frecuentemente en el modelado de turbinas eólicas de eje horizontal. Esta turbina se acopló con un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés, *Permanent Magnet Synchronous Generator*) para la conversión de energía mecánica en energía eléctrica. Se desarrolló un programa en Matlab para el diseño de la turbina y se validó mediante una comparación de los resultados obtenidos con el Software QBlade. Utilizando el programa desarrollado, se diseñó una turbina de eje horizontal de 5 metros de radio, con una potencia mecánica aproximada de 20 kW y una eficiencia cercana al 50 %, la cual fue acoplada a un PMSG del cual se obtuvo una potencia eléctrica de 19.07 kW, con una eficiencia superior al 90 %.

Palabras Clave: energía eléctrica, generación distribuida, corrientes marinas, turbina de eje horizontal, PMSG.

Abstract

One of the issues of global concern is the constant increase in global warming as a result of an accelerated use of fossil fuels, which has led to the emission of tons of carbon dioxide and polluting gases into the Earth's atmosphere. Due to this, it is necessary to research and develop new renewable energy sources such as: wind, solar photovoltaic, geothermal and oceanic. Of the latter, energy from marine currents is an alternative energy source that has been getting popularity in the last decade due to the large amount of energy that can be extracted from the oceans; This is why, in this work, the modeling and design of an electric power plant through marine currents for distributed generation is presented. A horizontal axis turbine was used to convert the kinetic energy of marine currents into mechanical energy, which was modeled using the Blade Element Momentum Theory (BEM Theory), frequently used in the modeling of horizontal axis wind turbines. This turbine was coupled with a Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), for the conversion of mechanical energy into electrical energy. A program in Matlab for the turbine design was developed and validated by a comparison of the results obtained with the QBlade Software. Using the program developed, a 5 meters radius horizontal axis turbine was designed, with an approximate mechanical power of 20 kW and an efficiency close to 50 %, which was coupled to a PMSG from which an electrical power of 19.07 kW was obtained, with an efficiency greater than 90 %.

Keywords: electric power, distributed generation, marine currents, horizontal axis turbine, PMSG.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. Antecedentes	3
1.5. Estructura del trabajo	5
2. Generación Distribuida por medio de Corrientes Marinas	6
2.1. Generalidades	6
2.1.1. Corrientes Marinas	7
2.1.2. Generación Distribuida	8
2.2. Dispositivos de Captación	10
2.2.1. Dispositivos de Eje Horizontal	11
2.2.2. Dispositivos de Eje Vertical	11
2.2.3. Hidroala Oscilante	12
2.2.4. Tipo Venturi	12

2.3. Tipos de Montaje	12
2.4. Convertidores de Energía	14
2.4.1. Generadores Eléctricos	15
2.5. Perfiles Aerodinámicos y Conceptos Generales	18
2.5.1. Conceptos Básicos	19
2.5.2. Perfil Aerodinámico	20
2.5.3. Coeficiente de Sustentación y Coeficiente de Arrastre	20
2.5.4. Geometría	21
2.5.5. Clasificación	22
3. Metodología	25
3.1. Selección de los Dispositivos	26
3.1.1. Selección del Dispositivo de Captación	26
3.1.2. Selección del Generador Eléctrico	28
3.2. Modelado del Dispositivo de Captación	28
3.2.1. Modelo del Disco Actuador	29
3.2.2. Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory)	33
3.2.3. Cálculo del Torque y Potencia	41
3.2.4. Optimización de Schmitz para la Longitud de Cuerda y Ángulo de Paso	42
3.3. Modelado del PMSG	43
4. Diseño	45
4.1. Implementación del Modelo de la Turbina	45
4.2. Validación del Modelo	48

4.3. Acoplamiento	53
5. Análisis y Resultados	59
5.1. Pruebas	59
5.1.1. Influencia del Número de Aspas	59
5.1.2. Variación de la Potencia Respecto al Radio de la Turbina.	60
5.1.3. Influencia de la Velocidad Angular	61
5.2. Elección y Diseño de la Turbina	65
5.3. Acople con el Generador	69
6. Conclusiones y trabajos futuros	72
6.1. Conclusiones	72
6.2. Trabajos Futuros	73
Bibliografía	74

Índice de figuras

Capítulo II

2.1. Corrientes Marinas.	7
2.2. Esquema de un sistema de generación distribuida.	8
2.3. Esquema general de conversión de energía por corrientes marinas.	10
2.4. Proceso de conversión por corrientes marinas.	11
2.5. Dispositivo de Eje Horizontal.	12
2.6. Dispositivo de Eje Vertical.	12
2.7. Hidroala Oscilante.	13
2.8. Tipo Venturi.	13
2.9. Tipos de montaje.	14
2.10. Generador Eléctrico.	15
2.11. Devanados y campos de un generador.	16
2.12. Esquema de un PMSG de dos polos.	17
2.13. Esquema de un DFIG.	18
2.14. Esquema de la sección transversal de un ala de avión.	19
2.15. Fuerzas que actúan sobre un perfil aerodinámico.	20

2.16. Coeficiente de sustentación y arrastre vs. ángulo de ataque (α) de un perfil NACA 4412.	21
2.17. Parámetros de un perfil aerodinámico de la serie NACA.	22

Capítulo III

3.1. Planta de Generación Distribuida por corrientes marinas.	25
3.2. Metodología desarrollada para el diseño de una planta de generación distribuida por medio de corrientes marinas.	26
3.3. Extracción de energía de un tubo de corriente.	29
3.4. Modelo del Disco Actuador.	30
3.5. Coeficiente de Potencia vs. Factor de Inducción Axial.	33
3.6. Sección de un aspa y plano anular.	34
3.7. Fuerzas y velocidades que actúan sobre un elemento de pala.	35
3.8. Corrección de Spera y Glauert.	41

Capítulo IV

4.1. Esquema general de la propuesta para el diseño de turbina por corrientes marinas.	46
4.2. Diagrama del script implementado para el diseño de la turbina.	47
4.3. Perfil Aerodinámico NACA 4412.	50
4.4. Potencia vs. Velocidad del viento para el Caso 1.	50
4.5. Obtención del ángulo de ataque de diseño (α_d).	52
4.6. Potencia vs. Velocidad del viento para el Caso 2.	53
4.7. Diagrama de bloques para el acoplamiento en Simulink.	54
4.8. Acoplamiento en Simulink.	54
4.9. Ventana para ingresar los parámetros de diseño de la turbina.	55

4.10. Ventana para ingresar los parámetros de la carga.	56
4.11. Ventana para ingresar los parámetros generales del generador.	57
4.12. Ventana para ingresar los parámetros específicos del generador.	58

Capítulo V

5.1. Coeficiente de potencia vs. número de aspas.	60
5.2. Potencia vs. radio de la turbina.	61
5.3. Coeficiente de potencia vs. velocidad angular.	62
5.4. Coeficiente de potencia vs. velocidad angular ($R=10$).	63
5.5. Coeficiente de potencia vs. velocidad angular para una turbina de 10 metros de radio.	64
5.6. Vistas del aspa diseñada.	66
5.7. Coeficiente de potencia vs. TSR para la turbina diseñada.	67
5.8. Gráfica de Potencia vs. Velocidad para la turbina diseñada.	68
5.9. Simulación de la turbina con el generador acoplado.	70
5.10. Diagrama de potencia del proceso de conversión de energía.	70

Índice de tablas

Capítulo III

3.1. Ventajas y Desventajas de los tipos de dispositivos.	27
---	----

Capítulo IV

4.1. Parámetros Geométricos del aspa utilizada para el Caso 1.	49
4.2. Parámetros Geométricos del aspa utilizada para el Caso 2.	51
5.1. Resultados obtenidos para una turbina de 4 metros.	62
5.2. Resultados obtenidos para una turbina de 10 metros.	63
5.3. Resultados obtenidos para una turbina de 10 metros.	64
5.4. Parámetros geométricos de la turbina diseñada.	65
5.4. Parámetros geométricos de la turbina diseñada.	66

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

En la actualidad uno de los temas de preocupación a nivel global es el cambio climático y los altos índices de contaminación en grandes centros urbanos, donde una de sus causas ha sido el aumento de la población mundial y con este el aumento de la demanda energética. Lo cual ha llevado al uso acelerado y constante de energías no renovables como los combustibles fósiles, que al ser quemados emiten gran cantidad de gases contaminantes a la atmósfera. Debido a esto, y a la crisis del petróleo de 1973 las energías renovables comenzaron a generar gran interés desde mediados de la década de los setenta y la década de los ochenta como una alternativa a las energías tradicionales [1,2], con el fin de reducir la polución, las emisiones de dióxido de carbono, y desplazar la producción de energía fósil.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés, *International Energy Agency*), entre 2010 – 2015 la generación de energía renovable aumentó en más del 30 %, y se estima crezca otro 30 % entre 2015 y 2020; se espera que la energía eólica y la energía solar fotovoltaica sean las energías renovables de mayor crecimiento entre 2016 y 2021 [3] debido a la madurez tecnológica y la constante disminución de costos que han tenido estas fuentes de energía, no obstante la energía hidroeléctrica se mantiene como la fuente de energía renovable más grande, representando alrededor del 70 % [4], sin embargo los efectos del cambio climático y la contaminación siguen presentes.

En el mundo alrededor de 71 % de la superficie de la tierra está cubierta por agua (mares y océanos) [5], en este sentido, gran cantidad de energía renovable se puede extraer de los océanos, éstas se pueden clasificar en varias categorías como la energía de las corrientes marinas, energía de las olas, energía térmica oceánica, entre otras.

Considerando la disponibilidad tecnológica y económica, la energía de las corrientes marinas podría convertirse en la más prometedora para algunos lugares en particular [6], la cual ayudaría en la sustentabilidad energética.

1.2. Justificación

Por muchos años la generación de energía eléctrica ha sido una actividad básica del hombre y su uso está cada vez más presente en las labores de la sociedad moderna, por lo que su demanda se ha incrementado significativamente. En la actualidad la mayor parte de la energía eléctrica a nivel mundial es obtenida a través de centrales nucleares y de combustibles fósiles (gas, petróleo, carbón), los cuales generan gran cantidad de gases contaminantes y de efecto invernadero que han tenido un gran peso sobre el calentamiento global. Debido a esto, es de gran importancia investigar y explorar fuentes de energía alternativas que sean sustentables.

Entre las fuentes de energía renovable se encuentran la energía eólica, la solar fotovoltaica, la geotérmica, la hidroeléctrica y la oceánica o marina; esta última es una de las fuentes de energía menos explotadas en la actualidad [7], con una capacidad instalada a nivel mundial de 532 MW para el año 2018 [8]; de la fuente de energía oceánica se puede aprovechar la energía de las corrientes marinas, cuyos fundamentos teóricos son muy similares a los de la energía eólica. Este tipo de generación de energía utiliza turbinas que hacen uso de la energía cinética de las corrientes marinas para obtener energía eléctrica de forma similar a los generadores eólicos. Este tipo de dispositivos tiene un futuro prometedor [9], por lo que hace a este tipo de energía un recurso energético atractivo para su investigación y desarrollo.

La generación distribuida jugará un papel considerable en el acceso universal de la energía, suministrando electricidad a zonas rurales y áreas escasamente pobladas que están lejos de la infraestructura de las redes eléctricas convencionales, de ahí que la electrificación de esas zonas sería menos costosa, por lo que las mini redes formarán parte de una importante solución para este problema [10].

Es por esto que este estudio se va a enfocar en la generación de energía eléctrica a través de corrientes marinas, diseñando la planta para la generación distribuida, seleccionando y dimensionando los componentes eléctricos, así como la evaluación del potencial en la conversión.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Establecer una estrategia para la optimización y evaluación del potencial en la conversión de la energía de las corrientes marinas para generación distribuida, dimensionando y seleccionando todos los componentes eléctricos para transformar la energía cinética de las corrientes marinas en energía eléctrica a través de una estructura de fijación directa al fondo marino.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Modelado de subsistemas para la conversión de energía por medio de corrientes marinas.
2. Cálculo de las eficiencias y pérdidas de potencia en el sistema de conversión.
3. Diseño del punto de extracción de energía para generación distribuida, a partir de los parámetros de las corrientes marinas.

1.4. Antecedentes

Dentro del campo de la generación de energía eléctrica a través de corrientes marinas, existe una serie de trabajos e investigaciones que guardan relación con los objetivos de este trabajo.

A nivel nacional, en el año 2011 en la Universidad Nacional Autónoma de México, se diseñó y se desarrolló un hidrogenerador llamado IMPULSA, el cual es un sistema que transforma la energía cinética de las corrientes marinas en energía eléctrica. Este aerogenerador consiste en una turbina flotante de eje vertical y flujo conducido que cuenta con un cuerpo central (carcasa) que alberga los rotores y flotadores. Las pruebas de eficiencia del dispositivo se realizaron en el laboratorio OHMSETT, localizado en New Jersey, USA [11].

A nivel internacional, en 2016 [9], se presentan una serie de dispositivos generadores de energía renovable procedente del entorno marino. Se describen los tipos principales de Generadores Eólicos Flotantes, Turbinas de Corriente Marina, así como dispositivos basados en Energía Undimotriz. Se considera la viabilidad económica a alcanzar teniendo en cuenta su estabilidad, fiabilidad y disponibilidad

en un medio marino especialmente agresivo, donde las operaciones de mantenimiento resultan especialmente costosas. Así mismo [12] en el año 2014, se hace un repaso de las tecnologías de generación de energía marina, entre ellas la conversión de energía térmica oceánica, energía de las olas y la energía de las corrientes marinas, en donde las turbinas de corriente de agua presentan un principio de funcionamiento similar a las turbinas de aire de la energía eólica.

Siguiendo en la misma línea, en [13, 14], en los años 2016 y 2015 respectivamente, hacen una revisión de los principales dispositivos (turbinas) para la conversión de la energía cinética de las corrientes marinas, y las clasifican en: turbinas de eje horizontal, turbinas de eje vertical, hidrodinámicas oscilantes y máquinas dentro de tubos Venturi. El objetivo de [14] fue presentar información actualizada sobre los proyectos de turbinas de corrientes marinas, los logros más recientes de estas tecnologías con sus historias de desarrollo, así como las compañías que están a cargo de los proyectos, también incluye nuevos desarrollos en turbinas de corriente marina flotantes.

En el año 2007 [15], se estudiaron los conceptos fundamentales de la energía de las corrientes marinas y algunos proyectos alrededor del mundo y también reporta los problemas relacionados con algunas topologías de generadores eléctricos para las turbinas marinas. En 2008 [16], se propone un sistema flotante como la hidroturbina con difusor como una solución tecnológica para un escenario futuro de utilización masiva de energía de las corrientes marinas.

Desde un enfoque matemático y de ingeniería, en [17, 18], en los años 2002 y 2003 respectivamente, se describe la investigación y el desarrollo de la tecnología para la conversión de la energía cinética de las corrientes marinas para la generación de electricidad a gran escala a través de sistemas comercialmente viables. También se examinan algunos temas fundamentales para la aplicación de estos sistemas como el ambiente marino agresivo, el fenómeno de la cavitación y el mantenimiento de los sistemas.

En 2010 [19], se presenta el mejoramiento del rendimiento dinámico de un sistema de generación de energía de corriente marina conectado a la red que consiste en un generador de inducción (IG, por sus siglas en inglés, *Induction Generator*) accionado por una turbina de corriente marina (MCT, por sus siglas en inglés, *Marine Current Turbine*) a través de una caja de cambios. El conjunto estudiado de MCT-IG de 1.5 MW está conectado a un sistema de distribución en tierra de 23 kV a través de un cable submarino, dos convertidores electrónicos de potencia en tierra (PEC, por sus siglas en inglés, *Power-Electronic Converter*) y un transformador de subida en tierra. Se establecen y combinan los modelos matemáticos del sistema de generación de energía de corriente marina, incluyendo la velocidad de la corriente marina, el sistema mecánico de tres palas, la caja de engranajes, el IG, los PEC, el cable submarino, el transformador elevador, etc.

De acuerdo con los trabajos anteriores, existen varios tipos de dispositivos para la captación y conversión de la energía de las corrientes marinas, siendo las turbinas de eje horizontal una de las que ha tenido más desarrollo hasta ahora, debido a su gran similitud con las turbinas eólicas. Varios de estos trabajos utilizan un modelo matemático simplificado de las turbinas de eje horizontal, como el usado en [19]. En cambio, en el presente trabajo, se va a desarrollar una metodología para el modelado y diseño de una turbina, partiendo de su diseño geométrico, análisis y cálculo de las fuerzas que actúan sobre el aspa, hasta el cálculo del torque y potencia generada.

1.5. Estructura del trabajo

Este trabajo se encuentra distribuido en seis capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

- Capítulo 1. Contiene el planteamiento del problema y justificación, seguido de los objetivos propuestos del trabajo y por último se hace una pequeña descripción de los trabajos e investigaciones previas que se han realizado en este campo de estudio.
- Capítulo 2. Se detallan los conceptos básicos de la generación distribuida, así como los principales componentes de una planta de generación distribuida por medio de corrientes marinas, los dispositivos captadores de energía, los generadores eléctricos y la transmisión de energía a tierra, además se definen los tipos de componentes que se van a considerar para el diseño de la planta.
- Capítulo 3. Se describe el modelado matemático de los componentes de la planta descritos en el capítulo anterior.
- Capítulo 4. Se realiza el diseño de la planta a partir del montaje de los componentes y subsistemas en Simulink, y se acopla cada uno de ellos en un solo sistema para formar la planta, y evaluar su funcionamiento y capacidad de generación.
- Capítulo 5. Se realizan los cálculos de eficiencia y pérdida de potencia de la conversión de energía y se analizan las diferentes estrategias de control y optimización para el generador y captador de energía.
- Capítulo 6. Contiene las conclusiones correspondientes a los resultados obtenidos en el capítulo anterior, así como los trabajos que se podrían realizar posteriormente.

Capítulo 2

Generación Distribuida por medio de Corrientes Marinas

De acuerdo con los objetivos planteados en esta investigación, en este capítulo se hace una revisión de las bases teóricas de la generación distribuida por medio de corrientes marinas, se realiza un esquema general de los principales componentes de una planta de generación distribuida por medio de corrientes marinas. Se estudian los dispositivos captadores de energía de corrientes marinas y los dispositivos convertidores de energía.

2.1. Generalidades

Los mares y océanos cubren el 71 % de la superficie de la tierra, por lo que son grandes depósitos de energía renovable. Esta energía puede ser aprovechada a través de las siguientes formas [20]:

- Corrientes marinas (corrientes oceánicas y de mareas).
- Rangos de mareas.
- Olas.
- Energía térmica oceánica.
- Gradiente de salinidad.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés, *International Energy Agency*), los océanos, a través de todas sus formas de

energía aprovechable, tiene el potencial para generar entre 20000 TWh y 80000 TWh de electricidad, representando del 100 % al 400 % de la demanda eléctrica mundial del año 2014, cuyo valor para ese año fue de aproximadamente de 20500 TWh, y su estimación para el año 2020 es de 23000 TWh [21, 22].

2.1.1. Corrientes Marinas

Las corrientes marinas son originadas principalmente por las corrientes de mareas y las corrientes oceánicas. Las corrientes de marea, ocurren debido a la variación en el nivel de la superficie del mar como consecuencia de la interacción de las fuerzas gravitacionales de la luna, y en menor medida del sol sobre la tierra; y las corrientes oceánicas son causadas principalmente por el movimiento de rotación de la tierra y de las diferencias de salinidad y temperatura en los diferentes mares [17]. Estas corrientes pueden acelerarse cerca de las costas donde la topografía es restrictiva o entre los canales y estrechos formados entre dos islas [20], como se puede observar en la representación gráfica de la Figura 2.1.

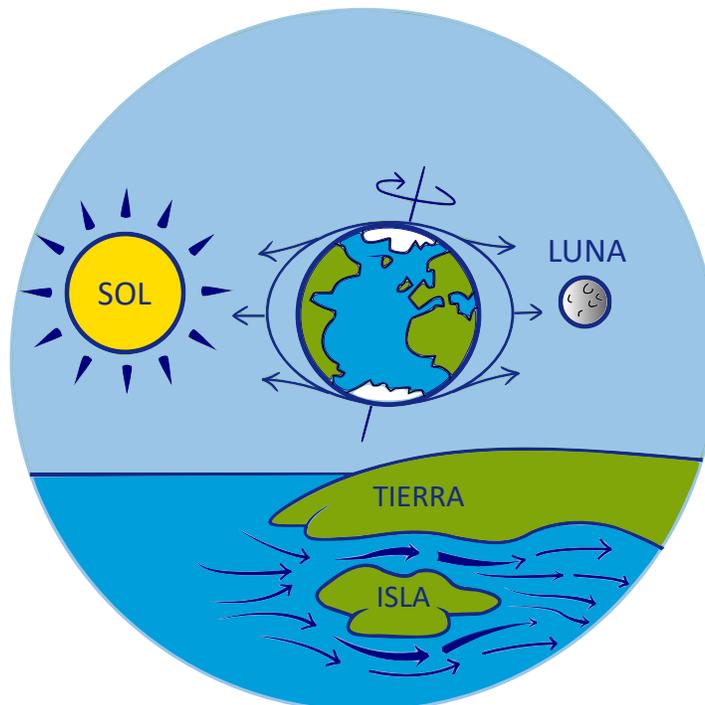


Figura 2.1: *Corrientes Marinas.*

A diferencia de las corrientes cerca de las costas, las corrientes oceánicas son lentas (alrededor de 1 m/s), relativamente poco profundas (menor a los 1000 metros), unidireccionales y estacionales [20].

Todas estas corrientes marinas llevan energía cinética que puede ser aprovechada para generar energía eléctrica, el potencial que se puede extraer de estas corrientes está estimado en 800 TWh/año, cerca del 4% del consumo eléctrico mundial [23].

2.1.2. Generación Distribuida

Un sistema de generación distribuida se define como una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el sitio del medidor del cliente [24], es decir, la idea central de la generación distribuida es localizar la generación cerca de la carga. En la Figura 2.2 se puede observar el diagrama general de una planta de generación distribuida.

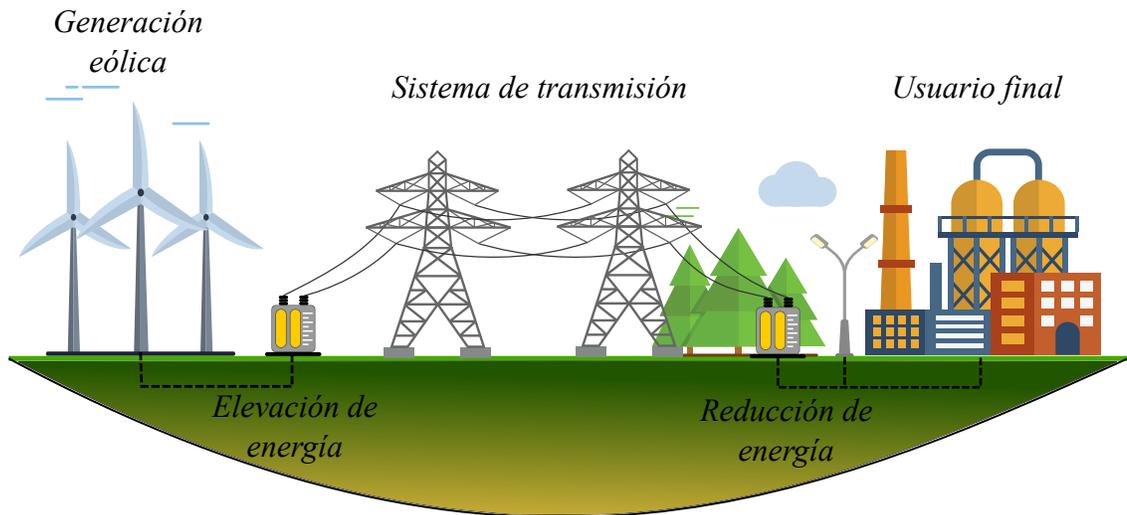


Figura 2.2: Esquema de un sistema de generación distribuida.

La generación distribuida contiene una amplia gama de tecnologías que pueden ser usadas para la generación de electricidad a pequeña escala en sitios cercanos a los usuarios. Entre estas tecnologías se encuentran [25]:

- Motores de combustión interna.
- Turbinas de gas.
- Microturbinas.
- Células de combustible.
- Sistemas Fotovoltaicos.

- Plantas solares termoeléctricas.
- Energía eólica.
- Biomasa.
- Energía oceánica.
- Plantas hidroeléctricas.

De acuerdo a las necesidades de generación y a los problemas que se presenten, una red de generación distribuida se clasifica de acuerdo a las siguientes categorías [24]:

- Micro: $1 \text{ W} < 5 \text{ kW}$
- Pequeña: $5 \text{ kW} < 5 \text{ MW}$
- Mediana: $5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$
- Grande: $50 \text{ MW} < 300 \text{ MW}$

Un sistema de generación distribuida a través de energías renovables, o Energía Renovable Distribuida (DRE, por sus siglas en inglés, *Distributed Renewable Energy*), puede ser un complemento o sustituto de los tradicionales sistemas de generación centralizada, proporcionando energía a millones de personas en áreas rurales y urbanas, facilitando el acceso a las comunicaciones, la educación y las tecnologías de información. Aparte de los beneficios ya mencionados, la implementación de un sistema DRE provee otros beneficios, entre los cuales se puede mencionar los siguientes [26]:

- Reducción de costos.
- Estabilidad y predictibilidad de precios.
- Rápido tiempo de construcción.
- Reducción de la contaminación.
- Contribución a la mitigación del cambio climático.
- Reducción de la deforestación y de la degradación ambiental.

En este trabajo se va a modelar y diseñar un sistema para la captación y conversión de energía por medio de las corrientes marinas para aplicaciones de generación distribuida, cuyo esquema general de conversión de energía se muestra en la Figura 2.3.

Como se observa en la figura, el dispositivo de captación, por lo general una turbina (Figura 2.4), capta la energía cinética de las corrientes marinas y la transforma en energía mecánica, esta energía mecánica es transmitida por medio de un eje a un generador eléctrico el cual la transforma en energía eléctrica. En cada uno de estos procesos de conversión de energía existen pérdidas, es decir, en el proceso de transformación de energía cinética a mecánica se producen pérdidas mecánicas y el proceso de transformación de la energía mecánica a eléctrica se producen pérdidas eléctricas.



Figura 2.3: Esquema general de conversión de energía por corrientes marinas.

2.2. Dispositivos de Captación

Los dispositivos de conversión de corrientes marinas en su mayoría *son turbinas que rotan con el flujo del agua, proporcionando energía mecánica en la salida, que puede ser convertida en electricidad*. Esta tecnología funciona de forma similar a la tecnología utilizada en las turbinas eólicas, con su principal diferencia concentrada en los medios de montaje de las turbinas de corrientes marinas [12].

Estos dispositivos estarán operando dentro del océano, por lo que se deben considerar algunos factores presentes en el ambiente marino como: la salinidad del agua, que podría causar corrosión en los equipos, la existencia de plantas marinas y corales, basura y objetos que puedan impactar con el dispositivo, y las altas fuerzas a las que estará sometido el dispositivo debido a la densidad del agua [13]. Los dispositivos de captación de corrientes marinas pueden ser clasificados en dispositivos de *eje horizontal, eje vertical, hidroala oscilante y tipo Venturi*.

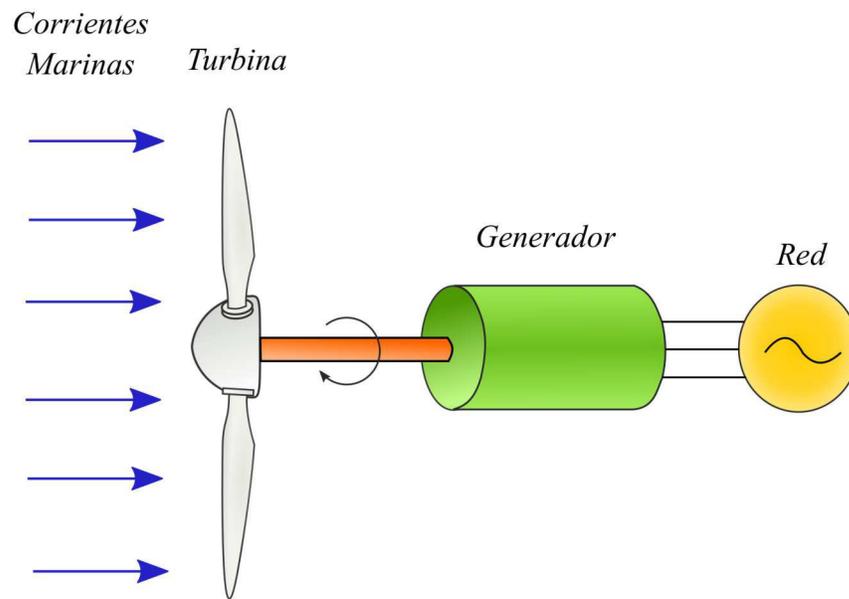


Figura 2.4: *Proceso de conversión por corrientes marinas.*

2.2.1. Dispositivos de Eje Horizontal

Estos dispositivos poseen una geometría similar a las turbinas eólicas. La conversión de energía ocurre a través de un componente que gira alrededor de un eje horizontal. Debido a las características, las turbinas de eje horizontal requieren velocidades de flujo sobre 1 m/s, y como la densidad del agua es alrededor de 830 veces mayor que la densidad del aire, estas turbinas poseen un tamaño mucho menor que las turbinas eólicas [13]. Las turbinas de eje horizontal parecen ser la solución más viable desde el punto de vista tecnológico y económico para las turbinas de corriente marina de gran escala. En la Figura 2.5 se puede observar una representación de este tipo de dispositivo.

2.2.2. Dispositivos de Eje Vertical

La conversión de energía en estos dispositivos ocurre a través de un componente que rota alrededor de un eje vertical, por lo que su principio de funcionamiento es similar a las turbinas de eje horizontal. Estas turbinas están inspiradas en el molino de viento del inventor francés Georges Darrieus, por lo que también se le conoce como turbina Darrieus [13]. Las principales desventajas de las turbinas de eje vertical son las altas fluctuaciones de torque, la relativa baja capacidad de arranque automático, y la baja eficiencia en comparación con las turbinas de eje

horizontal [14]. Un bosquejo de este tipo de dispositivos se presenta en la Figura 2.6.

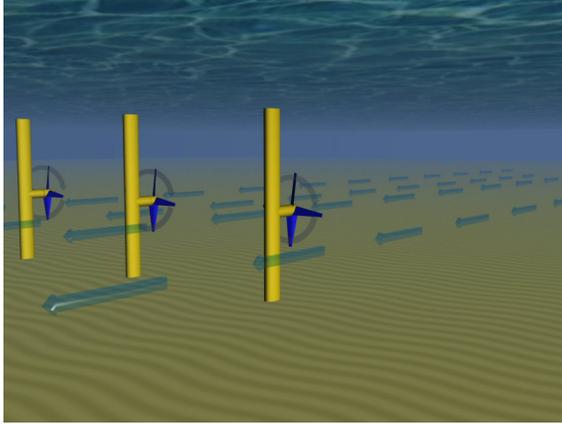


Figura 2.5: Esquema de los Dispositivos de Eje Horizontal [27].

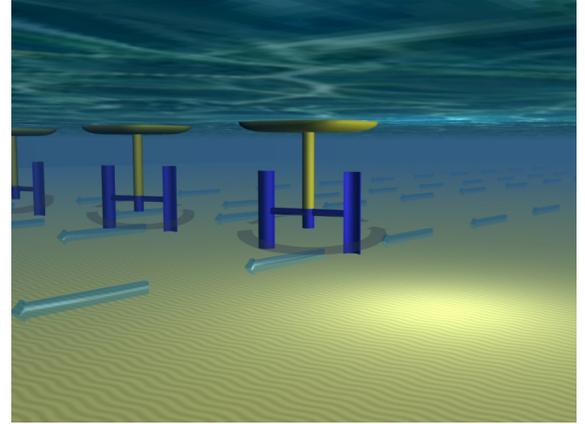


Figura 2.6: Esquema de los Dispositivos de Eje Vertical [27].

2.2.3. Hidroala Oscilante

El principio de funcionamiento es similar a la aleta de cola de un pez, el movimiento es causado por la circulación de la corriente en ambos lados, lo que causa un movimiento oscilatorio que es transmitido a un sistema hidráulico para ser convertido en electricidad. Estos dispositivos suelen instalarse en zonas poco profundas [13, 28]. En la Figura 2.7 se puede apreciar una representación de este tipo de dispositivos.

2.2.4. Tipo Venturi

Este tipo de máquinas alojan el dispositivo dentro de un tubo Venturi, el cual concentra el flujo que pasa a través de la turbina, incrementando la velocidad del flujo que puede impulsar directamente una turbina. El dispositivo se encuentra completamente sumergido dentro de la corriente de marea [13, 29]. Una representación de este tipo de dispositivos se encuentra en la Figura 2.8.

2.3. Tipos de Montaje

La instalación de los dispositivos dentro del mar es difícil ya que deben resistir la rigurosidad del entorno marino (tormentas, corrosión, etc.) durante mucho tiempo, y en el caso de las turbinas de corrientes marinas, soportar las grandes fuerzas a la cual

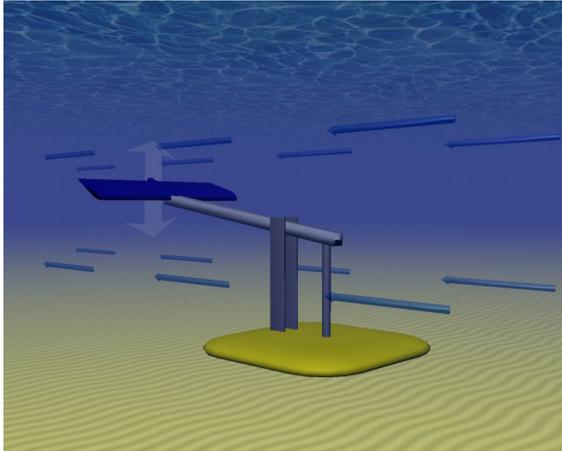


Figura 2.7: *Hidroala Oscilante* [27].

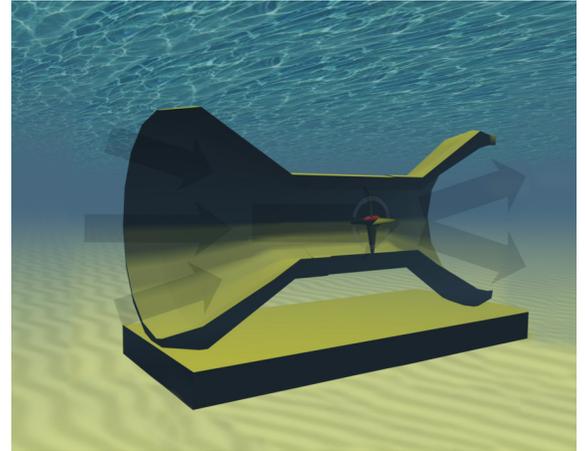


Figura 2.8: *Tipo Venturi* [27].

está sometida el rotor. Los análisis económicos sugieren que este tipo de dispositivos necesitan una vida útil entre 20 y 30 años para lograr un buen retorno de inversión [17]. Por consiguiente, un buen sistema de montaje y anclaje al fondo marino es necesario para este tipo de dispositivos. En la Figura 2.9 se muestran los diferentes tipos de montaje, los cuales se explican a continuación:

- **Base de Gravedad:** este tipo de estructura se mantiene en el fondo marino por medio de una masa sustancial y por el efecto de la gravedad, como se puede detallar en la Figura 2.9, este tipo de estructura solo es factible en aguas poco profundas [17, 30].
- **Monopila:** una monopila es una torre tubular de acero insertada en un agujero perforado en el lecho marino. Este diseño está limitado para aguas de hasta 30 metros de profundidad [17, 30].
- **Sobrecubierta apilada:** este tipo de estructura de múltiples pilas está sujeta en el fondo marino a través de pequeños cimientos incrustados en él [30].
- **Flotante:** como su propio nombre lo indica, es una estructura flotante que interactúa con la superficie libre (interfaz agua-aire), está fijada al fondo del mar a través de líneas de amarre o líneas de anclaje [30]. A diferencia de lo que se puede pensar, el amarre y el anclaje de una turbina de este tipo en mar abierto es técnicamente difícil [17].

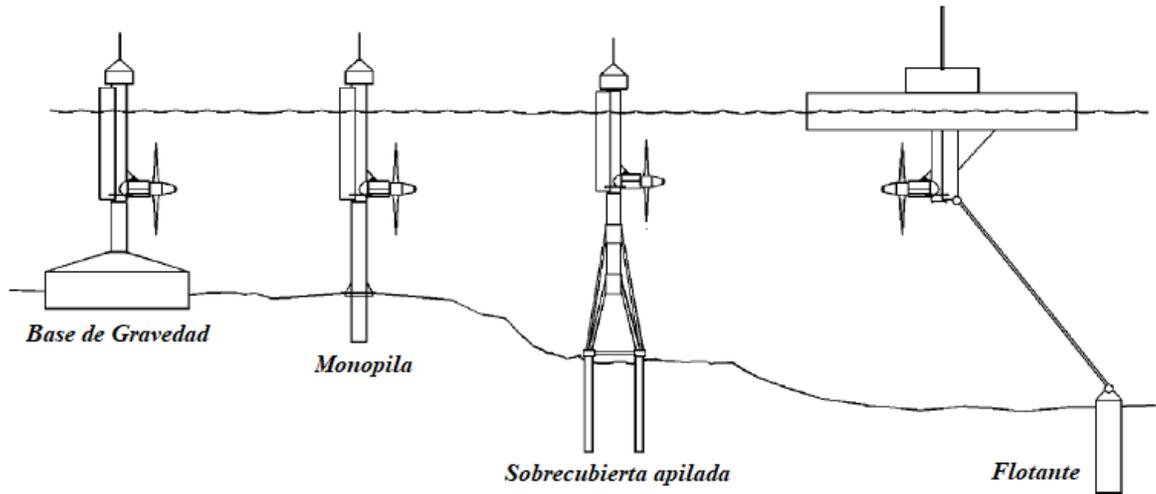


Figura 2.9: Tipos de montaje [17].

2.4. Convertidores de Energía

Se denominan Máquinas Eléctricas a los dispositivos que pueden convertir energía mecánica en energía eléctrica o energía eléctrica en energía mecánica, estas máquinas pueden trabajar como generador o como motor. Cuando una máquina eléctrica se utiliza como generador, convierte la energía mecánica en energía eléctrica, y cuando se utiliza como motor, convierte la energía eléctrica en energía mecánica. La mayoría de los motores y generadores convierten la energía de una a otra forma a través de la acción de campos magnéticos [31].

Debido al amplio espectro que abarcan los sistemas de motores y generadores eléctricos, y de acuerdo a la literatura y patentes sobre ellos, existen una serie de aplicaciones representativas y futuras tendencias de estos dispositivos, entre las cuales se pueden destacar [32]:

- Generadores eléctricos en sistemas de alta potencia.
- Generadores de velocidad variable de energía renovable en sistemas de generación distribuida.
- Generadores eléctricos autónomos en transporte e industria.
- Accionamientos eléctricos en aplicaciones industriales y residenciales.
- Sistemas de propulsión eléctrica.
- Inicio de línea de motores de mayor eficiencia.

A continuación, se va a hablar específicamente sobre los generadores eléctricos, debido a que serán los dispositivos encargados de transformar la energía mecánica, proveniente de la Turbina de Corriente Marina, en energía eléctrica.

2.4.1. Generadores Eléctricos

Los generadores eléctricos son máquinas eléctricas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamada *rotor*, y la parte estática que se denomina *estator*. Una de las dos partes genera el flujo magnético, el cual actúa como inductor (rotor), mientras el otro lo transforma en electricidad, actuando como inducido (estator) [33]. En la Figura 2.10 se puede observar un esquema general de un generador eléctrico.

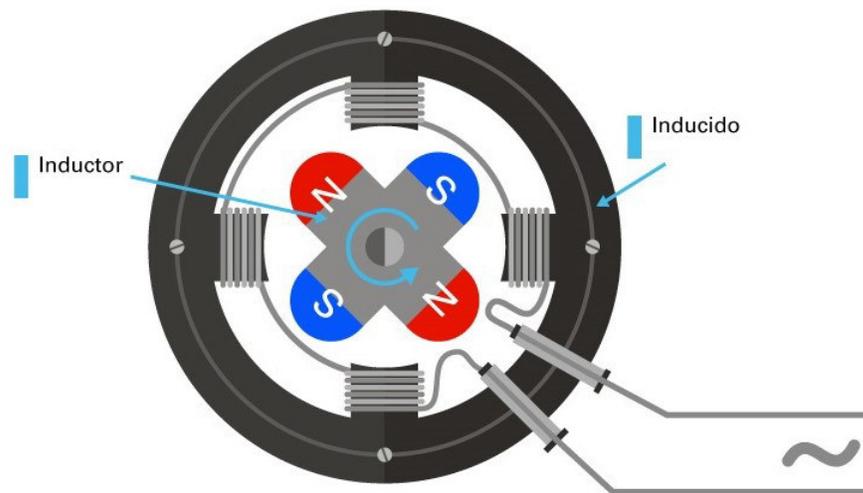


Figura 2.10: *Generador Eléctrico* [33].

El principio de funcionamiento de los generadores se basa en la “ley de inducción electromagnética” o “ley de Faraday”, enunciado por Michael Faraday en 1831. Esta ley señala que el voltaje inducido en un circuito es directamente proporcional al cambio del flujo magnético en un conductor o espira, es decir, que si se tiene un campo magnético generando un flujo magnético, se necesita una espira por donde circule una corriente para conseguir que se genere una Fuerza Electromotriz (f.e.m) [32, 33].

Para que el generador pueda generar electricidad se debe tener un campo magnético principal, el cual debe ser cortado por un conductor. Este campo principal se puede producir por un imán permanente que puede ser parte del estator (Figura

2.11 (a) o, puede ser parte del rotor (Figura 2.11 (b)). El campo principal puede ser también un campo electromagnético producido por una bobina, a la cual se le llama devanado de campo, o simplemente campo. El campo se puede devanar sobre el estator o sobre el rotor como se puede ver en la Figura 2.11 (c) y (d) respectivamente. Los conductores en los que se induce la electricidad forman el devanado de armadura [34].

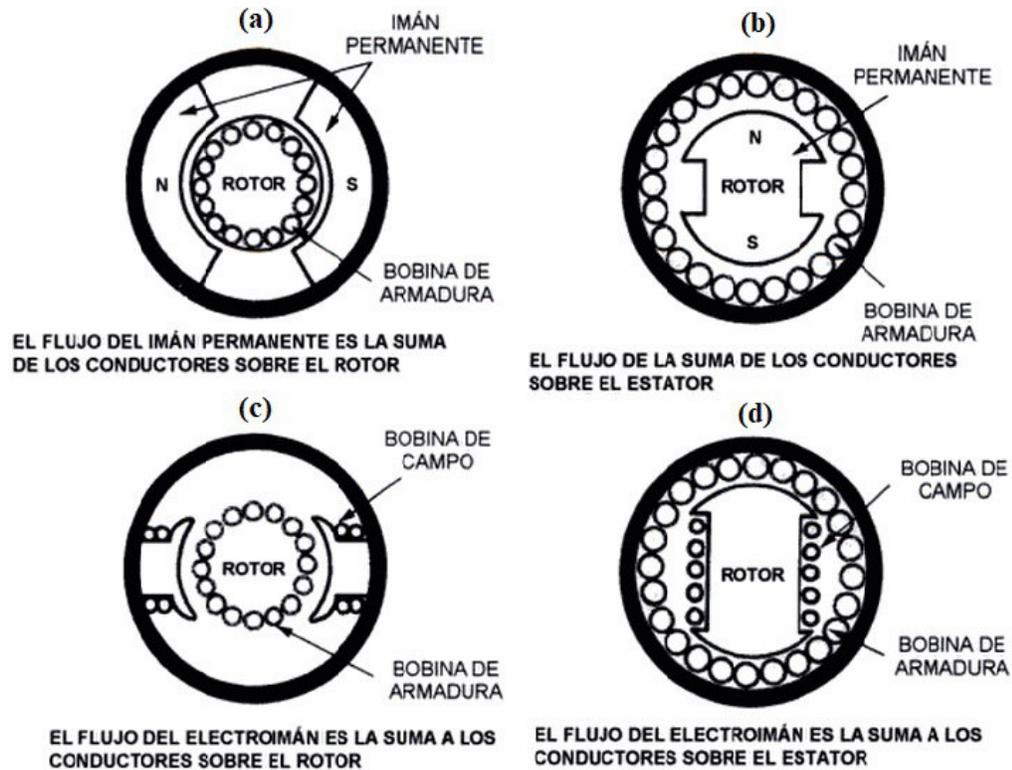


Figura 2.11: Devanados y campos de un generador: (a) Imán permanente en el estator, (b) Imán permanente en el rotor, (c) Campo en el estator, (d) Campo en el rotor [34].

Los generadores se pueden clasificar de acuerdo al tipo de corriente que producen, por lo que se pueden dividir en los siguientes tipos:

- **Generadores de corriente alterna:** también llamados alternadores, estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica de corriente alterna (CA). Hay dos clases principales de generadores de CA: los generadores síncronos y los generadores de inducción (asíncronos). En los generadores síncronos la corriente de campo magnético la suministra una fuente de potencia CA externa, mientras que en los generadores de inducción la corriente de campo magnético se suministra a sus devanados por medio de inducción magnética [31, 33].

- **Generadores de corriente continua:** también llamados dinamos, este tipo de máquinas generan electricidad en corriente continua. Estos generadores pueden operar físicamente también como motores, sólo cambiando la dirección del flujo de potencia que circula a través de él [31, 33].

Los principales generadores eléctricos utilizados para aplicaciones de generación eólica, o generación por corrientes marinas, son el Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés, *Permanent Magnet Synchronous Generator*) y el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés, *Doubly-Fed Induction Generator*).

Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG)

Como se vio anteriormente, los generadores síncronos son máquinas que se encargan de convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de CA. Un PMSG produce un campo magnético utilizando imanes permanentes en el rotor, éste al girar, crea un campo magnético giratorio que induce voltajes trifásicos dentro de los devanados del estator del generador, el cual va conectado a la carga [31]. En la Figura 2.12 se puede ver el esquema de un PMSG con tres bobinas en el estator (U, V, W), el cual produce un voltaje trifásico que están separados eléctricamente 120° .

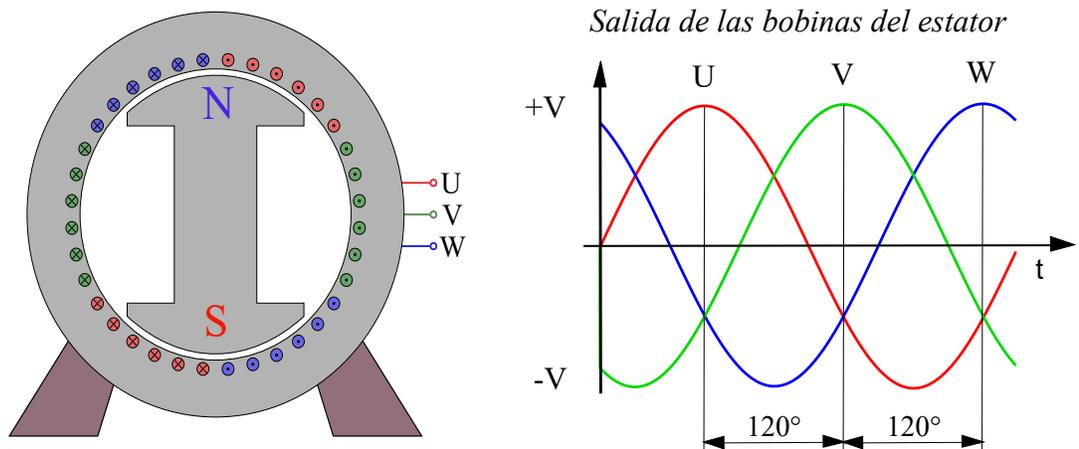


Figura 2.12: Esquema de un PMSG de dos polos.

Una de las ventajas que presenta el PMSG es que puede acoplarse directamente al eje de la turbina, sin necesidad de usar mecanismos mecánicos extras para aumentar la velocidad del eje (cajas de cambio), es decir, que el rotor trabaje a la misma velocidad de rotación que el eje de la turbina, por lo que el generador sería más compacto y ahorraría costos. Otra ventaja está en el bajo nivel de mantenimiento de este tipo de generadores, debido a que no necesitan ninguna fuente de corriente externa conectada al rotor para producir el campo magnético [35, 36].

Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG)

El DFIG está basado en un generador de inducción de CA, con un rotor y un estator bobinado multifase, en donde, como su propio nombre lo indica, está alimentado doblemente por el lado del rotor y del estator, es decir, ambos devanados están conectados a una red de CA, como se puede ver en la Figura 2.13. El devanado del estator está conectado directamente a la red trifásica, mientras que el devanado del rotor está conectado a través de un convertidor de voltaje que permite al rotor trabajar a una frecuencia diferente a la de la red y a una velocidad de rotación variable [37,38].

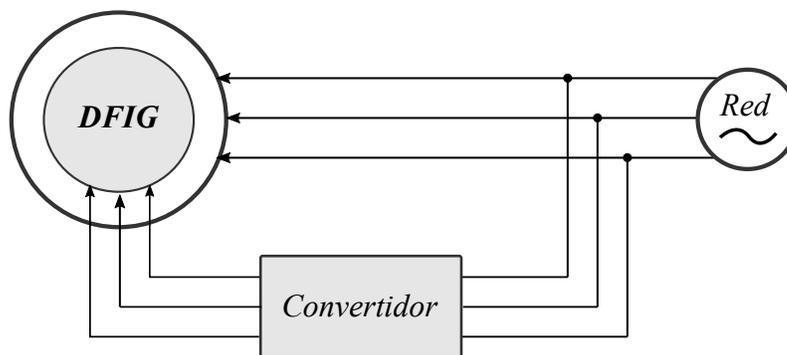


Figura 2.13: Esquema de un DFIG.

El DFIG es ampliamente utilizado en las turbinas eólicas, ya que permite trabajar a diferentes velocidades de rotación de la turbina, aparte presenta un costo de conversión bajo y pérdidas de potencia bajas en comparación con un generador síncrono. Sin embargo, en este tipo de generadores es necesario un mantenimiento regular y el uso de cajas de cambio para acoplar el eje de la turbina con el rotor del generador [35].

2.5. Perfiles Aerodinámicos y Conceptos Generales

En la operación de vuelo de una aeronave, las alas tienen la función de soportarlo mediante la reacción dinámica que se produce con el aire, esta reacción dinámica hace que se produzca la fuerza necesaria para mantener el avión en el aire. Una aeronave pueden tener varias alas o tener varios movimientos como en el caso de los helicópteros. En los comienzos de la aviación, una placa plana era usada como alas en los primeros aviones, sin embargo estas ofrecían características aerodinámicas inestables, luego más adelante a través de ensayos y pruebas se determinó empíricamente que estas características mejoraban con superficies curvadas, con el borde frontal redondeado y el borde posterior afilado [39], por lo cual, las características aerodinámicas de un ala dependen fuertemente de su forma, y esta forma de la sección transversal de un ala es lo que se denomina *perfil aerodinámico*, Figura 2.14.

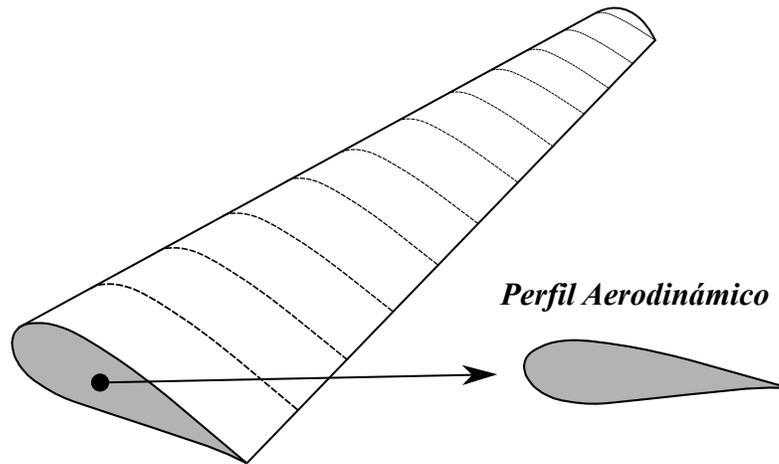


Figura 2.14: Esquema de la sección transversal de un ala de avión.

Los perfiles aerodinámicos tienen un amplio campo de aplicabilidad, por ejemplo, son usados en el diseño de los alerones de un automóvil para mantenerlo pegado al suelo a altas velocidades, en el diseño de rotores de helicópteros o las aspas de una turbina para la conversión de energía. De acuerdo al propósito que se desee el perfil puede ser más grueso, fino, curvo, puede ser simétrico o no.

2.5.1. Conceptos Básicos

Al hacer incidir cierta corriente fluida sobre un ala con cierto perfil, actúan sobre esta ciertas fuerzas. Suponga que se sumerge una tabla alargada en una corriente (aire o agua), en este caso el perfil es un rectángulo. Cuando se coloca la tabla de manera que la cara mas ancha se enfrenta a la corriente (tabla en posición vertical), la fuerza que arrastra la tabla en sentido de la corriente es más grande que cuando se enfrenta la cara más estrecha a la corriente (tabla en posición horizontal), esta fuerza se denomina *resistencia o arrastre* y varía a medida que se gira la tabla, es decir, varía respecto al ángulo que forma la *cuerda* del perfil (línea imaginaria que une ambos bordes de un perfil) con la dirección de la corriente, a este ángulo se le denomina *ángulo de ataque*. Además de la fuerza de arrastre, una fuerza perpendicular a la dirección de la corriente actúa sobre el perfil, se le denomina *sustentación*, e igualmente varía con el ángulo de ataque. Otra fuerza que actúa también sobre un perfil, es denominada fuerza de *empuje* (F), se opone a la fuerza de *arrastre* (o *resistencia*) y es mayor que ésta. Todas estas fuerzas están ilustradas en la Figura 2.15.

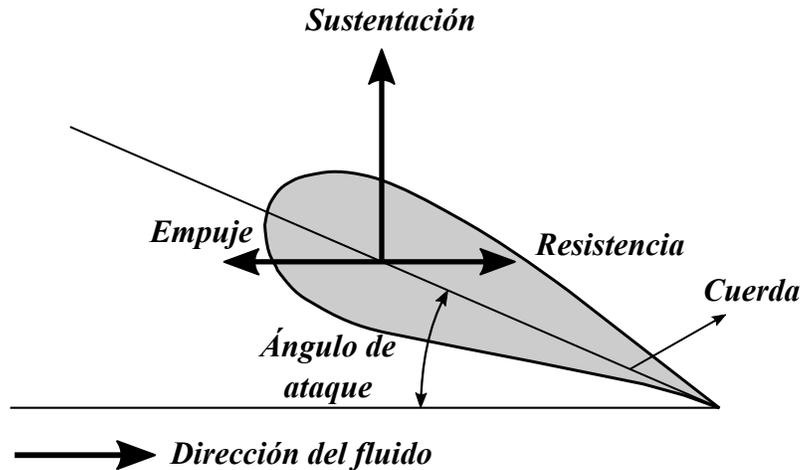


Figura 2.15: Fuerzas que actúan sobre un perfil aerodinámico.

2.5.2. Perfil Aerodinámico

Un perfil aerodinámico es una estructura que posee una forma geométrica definida, que es usada para generar fuerzas mecánicas debido al movimiento relativo del perfil aerodinámico y el fluido circundante. La sección transversal de las aspas de una turbina tienen la forma de un perfil aerodinámico y su función es desarrollar potencia mecánica. El ancho y la longitud del aspa son función del desempeño aerodinámico deseado [40].

2.5.3. Coeficiente de Sustentación y Coeficiente de Arrastre

Una de las principales propiedades de los perfiles aerodinámicos son los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D). Estos parámetros adimensionales se determinan como una función del ángulo de ataque (α) y están graficados en forma de las llamadas curvas de perfil aerodinámico polar [41], como se observa en la Figura 2.16.

Aparte de la geometría de perfil, las curvas de perfil aerodinámico polar están también influenciadas por el número de Reynolds (Re), el cual es un parámetro adimensional que define las características del fluido [40, 41], y está definido por:

$$Re = \frac{VL_C}{\nu} = \frac{\rho VL_C}{\mu} \quad (2.1)$$

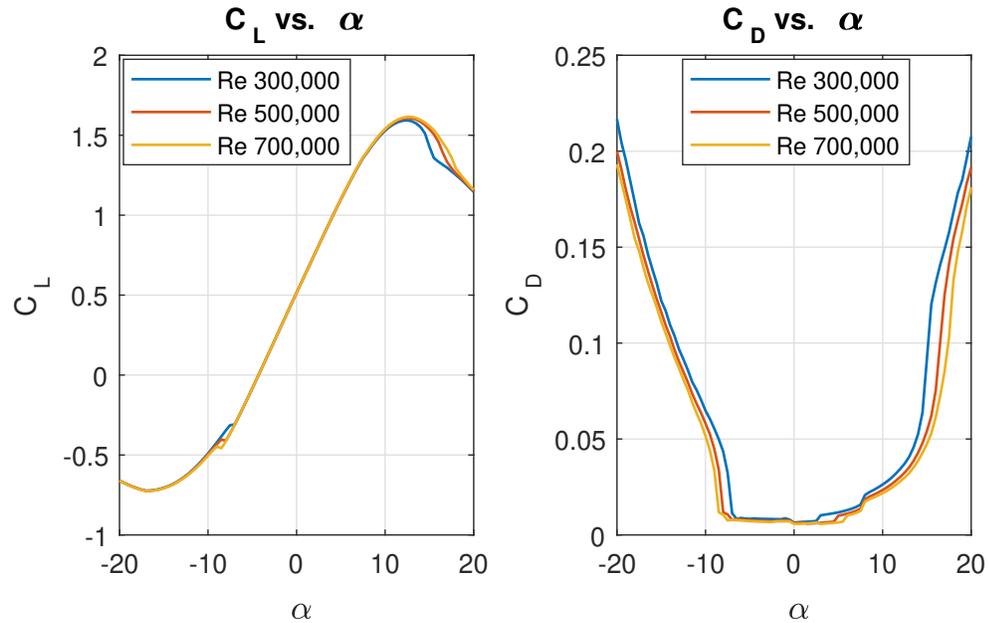


Figura 2.16: Coeficiente de sustentación y arrastre vs. ángulo de ataque (α) de un perfil NACA 4412.

Donde:

- V Velocidad del fluido [m/s].
- L_C Longitud de cuerda del perfil [m].
- ρ Densidad del fluido [kg/m^3].
- μ Viscosidad dinámica del fluido [$\text{N s}/\text{m}^2$].
- ν Viscosidad cinemática del fluido [m^2/seg].

2.5.4. Geometría

Los perfiles aerodinámicos están compilados en catálogos. Los primeros perfiles aerodinámicos desarrollados para aeronaves se llevaron a cabo entre 1923 y 1927 en un instituto de investigación aerodinámica en Alemania, estos perfiles son poco utilizados en la actualidad ya que fueron reemplazados por la serie americana de perfiles aerodinámicos del Comité Asesor Nacional para la Aeronáutica (NACA, por sus siglas en inglés, *National Advisory Committee for Aeronautics*), llamados *perfiles NACA* [41], que se caracteriza por unos parámetros específicos, ver Figura 2.17, y que se describen a continuación:

- Longitud de la cuerda L_C : es la distancia desde el borde de ataque hasta el borde de salida del perfil, medido a lo largo de la línea recta.
- Curvatura máxima f : es la máxima curvatura sobre la línea de curvatura media.
- x_f : Posición de la curvatura máxima f .
- Espesor máximo d : diámetro más grande de los círculos inscritos con su centro sobre la línea de curvatura media.
- x_d : posición del espesor máximo d .
- r_N : radio de la curvatura del borde de ataque.

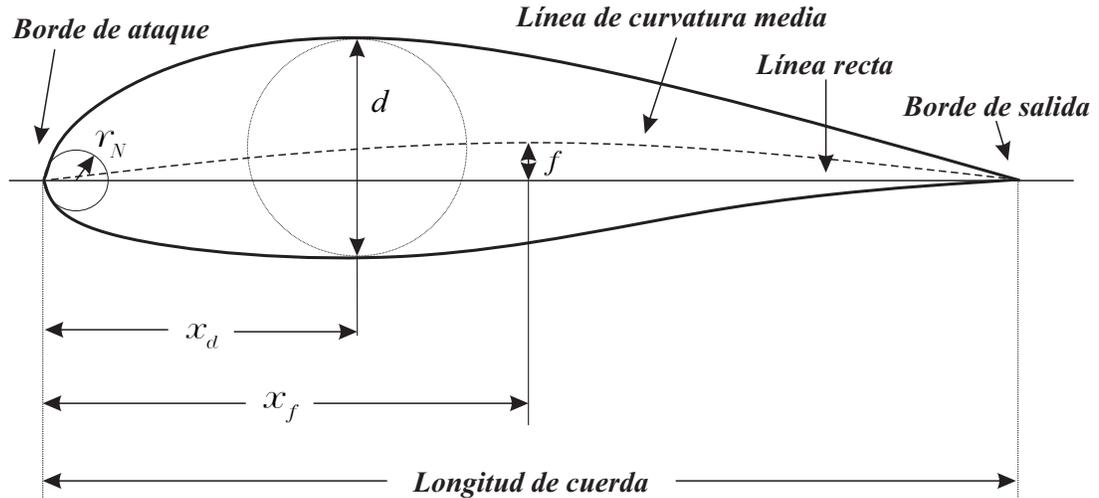


Figura 2.17: Parámetros de un perfil aerodinámico de la serie NACA.

2.5.5. Clasificación

Los perfiles aerodinámicos NACA se clasifican de acuerdo a un código indexado de múltiples dígitos que contienen datos sobre la geometría del perfil, y en parte también, sobre ciertas propiedades aerodinámicas [41]. Las más importantes familias de perfiles NACA son:

Perfil NACA de 4 dígitos: Fue la primera familia de perfiles aerodinámicos, diseñados a principios de 1930 y conocida como la Serie NACA de 4 dígitos [42]. A continuación se presenta una descripción de la nomenclatura [41]:

1^{er} dígito: Curvatura máxima f en porcentaje de longitud de cuerda L_C .

2^{do} dígito: Posición de la curvatura máxima x_f en décimas de longitud de cuerda L_C .

3^{er}/4^{to} dígito: Espesor máximo d en porcentaje de longitud de cuerda L_C .

Ejemplo:

NACA 4412: 4 % de curvatura máxima f al 40 % de longitud de cuerda L_C ; espesor máximo d de 12 % de longitud de cuerda L_C . La posición del espesor máximo x_d para todos los perfiles de 4 dígitos es al 30 % de la longitud de cuerda L_C .

Perfil NACA de 5 dígitos: Es la segunda familia de los perfiles aerodinámicos NACA, creada a mediados de 1930 con la finalidad de aumentar el coeficiente de sustentación máximo [42]. La nomenclatura se describe a continuación [41]:

1.^{er} dígito: cuando es multiplicado por 0.15 da el coeficiente de sustentación C_L .

2^{do}/3^{er} dígito: forman un número que multiplicado por 1/2 otorga la posición de la curvatura máxima x_f en porcentaje de la longitud de cuerda L_C .

4^{to}/5.^{to} dígito: Espesor máximo d en porcentaje de longitud de cuerda L_C .

Ejemplo:

NACA 23018: Coeficiente de sustentación C_L de 0.3 ($2 * 0.15 = 0.3$); posición de la curvatura máxima x_f de 15 % de la longitud de cuerda L_C ; espesor máximo d de 18 % de longitud de cuerda L_C .

Perfil NACA Serie 6: Esta familia de perfiles aerodinámicos nació a finales de 1930 y comienzos de 1940 con el objetivo de minimizar la resistencia en condiciones de diseño de operación e incrementar el máximo coeficiente de sustentación [42]. A continuación se explica la nomenclatura de esta serie [41]:

1.^{er} dígito: Identifica la serie.

2^{do} dígito: Ubicación del punto de mínima presión en décimas de longitud de cuerda L_C medidas desde el borde de ataque.

3.^{er} dígito (subíndice): Gradientes de presión (en décimas) favorables por arriba y por abajo del coeficiente de sustentación de diseño (4^{to} dígito).

4^{to} dígito (precedido de un guion): Coeficiente de sustentación C_L de diseño en décimas.

5^{to}/6^{to} dígito: Espesor máximo d en porcentaje de longitud de cuerda L_C .

Ejemplo:

NACA 66₂–415: Perfil Serie 6, punto de mínima presión al 60% de la longitud de cuerda L_C ; gradientes de presión favorables ± 0.2 , es decir, el subíndice de este perfil indica que tiene un rango operativo de $C_L = \pm 0.2$ del coeficiente de sustentación de diseño; coeficiente de sustentación C_L de diseño de 0.4; espesor máximo de 15% de longitud de cuerda L_C .

Como se mencionó anteriormente, cada uno de los perfiles aerodinámicos de las familias descritas, posee unos coeficientes de sustentación y arrastre únicos (ver Figura 2.16), los cuales otorgan las características fundamentales del desempeño aerodinámico [42]. Estas familias de perfiles aerodinámicos han significado un gran avance en el desarrollo de la aviación militar y comercial, además, son utilizados en la industria automotriz en el diseño de alerones y son de gran importancia en el diseño de las aspas de las turbinas eólicas y marinas, puesto que un perfil aerodinámico con un coeficiente de sustentación alto y un coeficiente de arrastre bajo, permite mejorar la eficiencia de la turbina en la extracción de potencia del fluido.

Capítulo 3

Metodología

El proceso de captación y conversión de energía a través de corrientes marinas, para aplicaciones de generación distribuida, está formada principalmente por la corriente marina como recurso de entrada, un dispositivo de captación (turbina) y, un generador eléctrico, Figura 3.1.

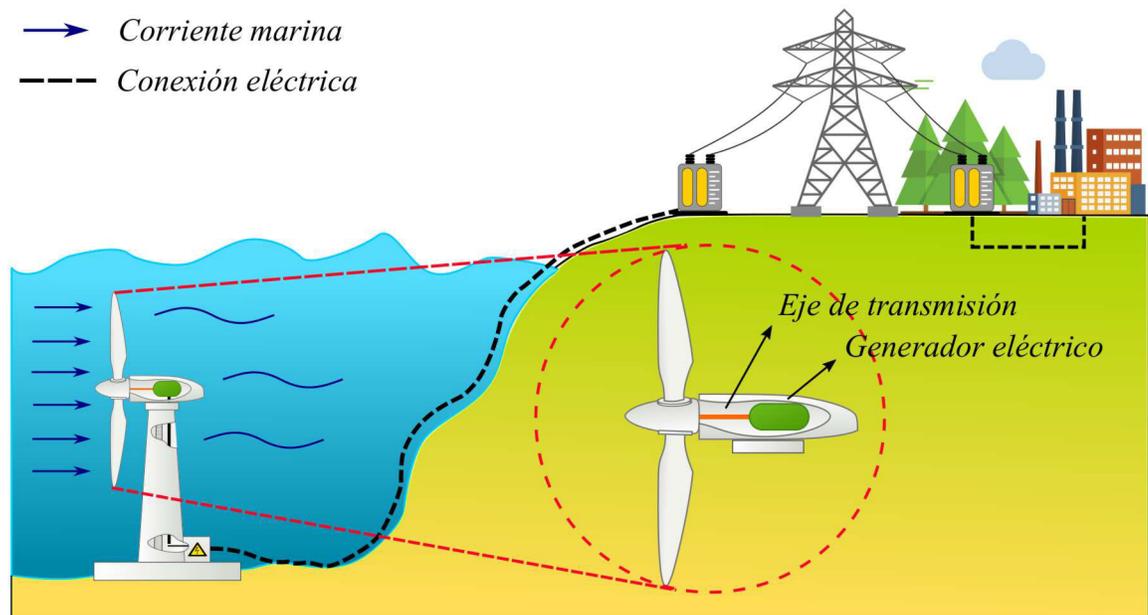


Figura 3.1: *Planta de Generación Distribuida por corrientes marinas.*

En este capítulo se explicará la metodología aplicada para el proceso de captación y conversión de energía a través de corrientes marinas, la cual se divide en tres etapas: *i) Etapa de selección*, se selecciona el dispositivo de captación y generador eléctrico a utilizar; *ii) Etapa de modelado*, se realiza el modelado matemático del

dispositivo de captación y generador eléctrico; *iii*) *Etapa de simulación y resultados* (Capítulo 4 y 5), se realizará el montaje y acoplamiento de ambos modelos en Simulink, y se calculará la potencia y pérdidas de potencia de la planta. En la Figura 3.2 se muestra el diagrama de bloques de la metodología a desarrollada.

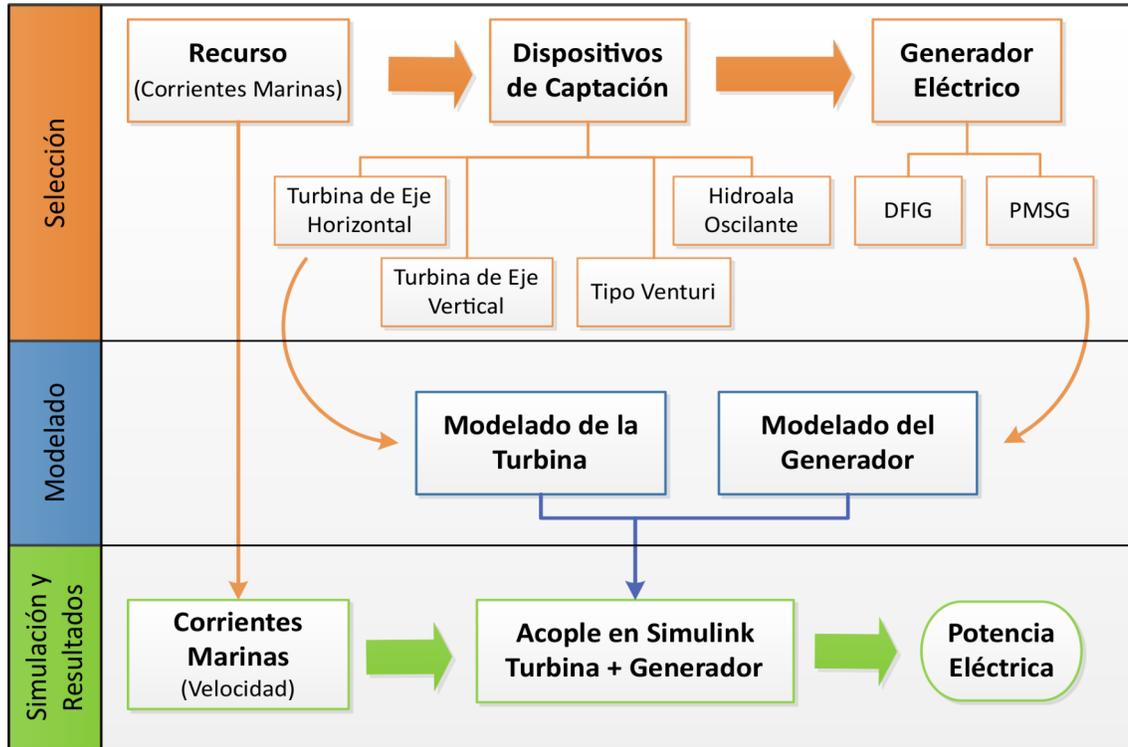


Figura 3.2: Metodología desarrollada para el diseño de una planta de generación distribuida por medio de corrientes marinas.

3.1. Selección de los Dispositivos

En esta sección se explica la selección del dispositivo de captación y del generador eléctrico a utilizar, así como los criterios que se tomaron en cuenta para la selección.

3.1.1. Selección del Dispositivo de Captación

El dispositivo de captación es el encargado de transformar la *energía cinética* que obtiene de las corrientes marinas a *energía mecánica*. Como se describió en el Capítulo 2, existen cuatro tipos de dispositivos de captación, los cuales son:

- Eje Horizontal
- Eje Vertical
- Tipo Venturi
- Hidroala Oscilante

Para la selección del tipo de dispositivo de captación, primero se efectuó una revisión de la literatura de los dispositivos de captación utilizados para las corrientes marinas, y se realizó una tabla comparativa, ver Tabla 3.1, con las ventajas y desventajas de cada uno de los dispositivos.

Tabla 3.1: *Ventajas y Desventajas de los tipos de dispositivos.*

Dispositivo	Ventajas	Desventajas
Eje Horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • Posee mayor eficiencia. • Es el tipo de dispositivo más estudiado. • Es el tipo de dispositivo más utilizado a nivel comercial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza en aguas profundas (aprox. >20 m). • Necesita mayor velocidad de corriente.
Eje Vertical	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza en aguas poco profundas (comúnmente se utiliza en ríos). 	<ul style="list-style-type: none"> • Menos eficiente.
Tipo Venturi	<ul style="list-style-type: none"> • Al estar dentro de un tubo Venturi, aumenta la velocidad de la corriente. • La turbina en el interior puede ser de tipo horizontal o vertical. • Se utiliza para aguas poco profundas y con poca velocidad de corriente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Al estar la turbina dentro de un tubo Venturi, disminuye la eficiencia.
Hidroala Oscilante		<ul style="list-style-type: none"> • Poco estudiado en la actualidad.

Tomando en consideración las ventajas y desventajas descritas en la Tabla 3.1 de cada uno de los dispositivos de captación, y considerando que:

- El diseño de la planta que se realizará en este trabajo, solo será simulado a través de los modelos matemáticos de los componentes de la Turbina y el Generador.

- No se posee restricciones en cuanto a la velocidad de la corriente y la profundidad disponible para la instalación, debido a que no se va a implementar y no se tiene definido un lugar específico para su funcionamiento.

Se decidió trabajar con una turbina de *eje horizontal* por ser la más estudiada y la que presenta mayor eficiencia. En la siguiente sección se explicará el modelo matemático de la turbina seleccionada.

3.1.2. Selección del Generador Eléctrico

Para la selección del generador eléctrico, en [35] se presenta un estudio comparativo entre dos tipos de generadores usados comúnmente en la extracción de energía por corrientes marinas, el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG) y el Generador Síncrono de Imán Permanente (PMSG), en el cual se analiza la potencia generada, mantenimiento, y restricciones de funcionamiento de cada generador.

Estos análisis se realizaron usando primero un simulador de turbinas de corrientes marinas para estimar la energía aprovechada de ambos casos, y para las pruebas experimentales, la turbina fue emulada por un motor de corriente directa (DC) que reproduce el torque de acuerdo con la velocidad de la corriente marina y la velocidad rotacional de la turbina. Luego de los análisis realizados, en [35] se concluye que el Generador Síncrono de Imán Permanente se presenta como la mejor opción para este tipo aplicaciones marinas, en las que se requieren sistemas muy robustos y libres de mantenimiento, y por tanto es el seleccionado en este trabajo.

3.2. Modelado del Dispositivo de Captación

Como se ha visto anteriormente, la turbina de eje horizontal es un dispositivo de captación que transforma la energía cinética de las corrientes marinas en energía mecánica, todo esto a través de un rotor que gira alrededor de un eje horizontal. Este tipo de turbina posee una geometría y funcionamiento similar a las turbinas eólicas, por lo que muchos conocimientos de estas turbinas pueden ser aplicados a las turbinas de corrientes marinas [9, 15], por ejemplo, para el análisis de las fuerzas dinámicas que actúan sobre las aspas.

En las turbinas eólicas, la aerodinámica se refiere a la interacción del rotor de la turbina con el viento entrante. En los diseños actuales, la aerodinámica del rotor se basa en la bien conocida Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory, por sus siglas en inglés, *Blade Element Momentum Theory*) de Glauert. Ésta teoría es una extensión del

modelo de disco de actuator de Rankine-Froude que pretende superar las predicciones de rendimiento de precisión insatisfactorias basadas en este modelo [43].

Esta teoría puede ser usada para modelar la turbina de corriente marina, y es el modelo de ingeniería comúnmente aplicado para el cálculo de las fuerzas aerodinámicas, así como el cálculo de torque y potencia en una turbina. Este modelo es relativamente simple de implementar y computacionalmente rápido [43, 44].

3.2.1. Modelo del Disco Actuator

Una turbina es un dispositivo que extrae la energía cinética de un fluido, por lo tanto éste, al pasar a través de la turbina y eliminar parte de su energía cinética, disminuye su velocidad, pero solo se ve afectada la masa del fluido que pasa a través de la turbina. Suponiendo que el resto de la masa que no atraviesa el rotor permanece separada y no se ralentiza, se puede dibujar un tubo de corriente que encierra el flujo afectado y que se extiende corriente arriba y corriente abajo, a lo largo de la sección transversal circular [45], como se observa en la Figura 3.3.

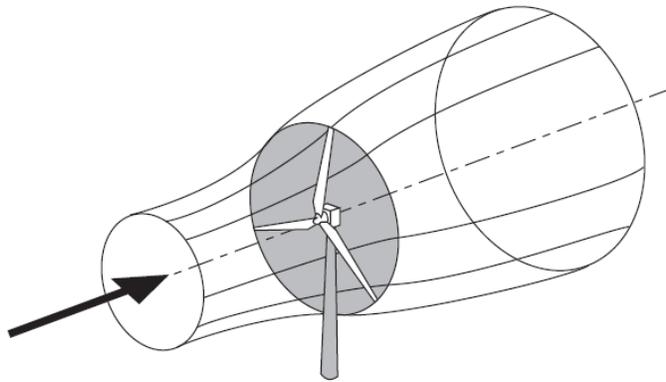


Figura 3.3: Extracción de energía de un tubo de corriente[45].

La presencia de la turbina dentro del tubo de corriente hace que el fluido que se aproxima, disminuya la velocidad gradualmente, de forma que cuando llegue al disco del rotor, su velocidad sea más baja que la velocidad del fluido de la corriente libre. Como resultado de la desaceleración de la corriente, el área de la sección transversal del tubo se expande para acomodar el fluido en un movimiento más lento [45].

La turbina en este modelo es reemplazada por un *disco actuator* (Figura 3.4), el cual es una superficie circular de espesor cero, que puede desacelerar la velocidad del fluido. Este disco puede ser aproximado a una turbina con un *número infinito de palas o aspas muy delgadas sin arrastre o resistencia*, con un empuje uniforme sobre la turbina

y con una *estela no giratoria*. Por lo tanto, este modelo es solo una aproximación de una turbina de corriente marina real, y es generalmente atribuido a Betz (1926) [40,43].

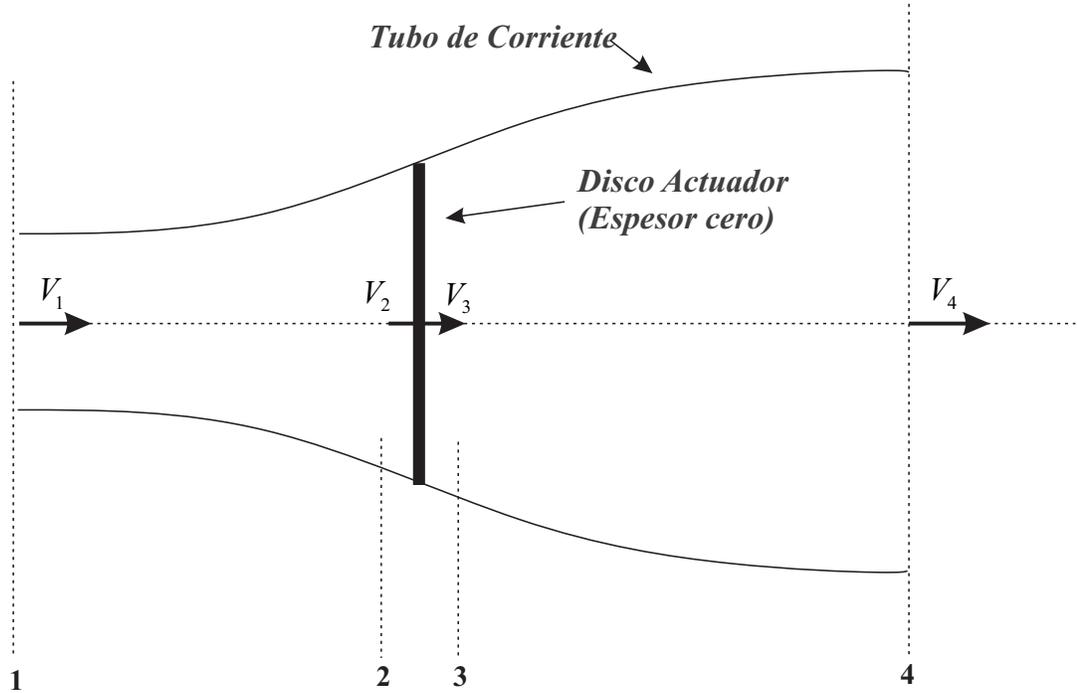


Figura 3.4: Modelo del Disco Actuador.

Tomando como referencia la Figura 3.4, se van a analizar 4 secciones en este modelo [46]:

1. *Región de flujo libre*, con velocidad del fluido V_1
2. *Justo antes del disco*, con velocidad del fluido V_2
3. *Justo después del disco*, con velocidad del fluido V_3
4. *Región de estela lejana*, con velocidad del fluido V_4

Aplicando un análisis de momento lineal en el disco actuador, la fuerza de empuje, F , puede ser determinada a través de la siguiente expresión [40]:

$$F = \frac{1}{2} A \rho (V_1^2 - V_4^2) \quad [\text{N}] \quad (3.1)$$

Donde A es el área de la turbina, ρ es la densidad del fluido, V_1 es la velocidad del fluido sin perturbar (velocidad de la corriente marina), y V_4 es la velocidad de estela aguas abajo y está definida por (3.2) [40].

$$V_4 = V_1(1 - 2a) \quad (3.2)$$

Se asume que la velocidad del fluido que pasa a través del disco permanece igual, es decir, $V_2 = V_3 = V_r$, y está definida por (3.3) [40].

$$V_r = V_1(1 - a) \quad (3.3)$$

Donde a es el *factor de inducción axial* y es un parámetro adimensional, el cual se define como la disminución fraccional de la velocidad del fluido entre el flujo libre y el disco [43], y está dado por la siguiente ecuación [40]:

$$a = \frac{V_1 - V_r}{V_1} \quad (3.4)$$

Sustituyendo la ecuación (3.2) en (3.1), se obtiene el empuje en función de a :

$$F = \frac{1}{2} A \rho V_1^2 4a(1 - a) \text{ [N]} \quad (3.5)$$

La potencia de salida del disco actuador, P , se puede calcular multiplicando la fuerza de *empuje*, F , por la velocidad en el disco V_r [40, 46]:

$$P = F V_r \quad (3.6)$$

Sustituyendo la ecuación (3.1) en (3.6), se consigue una expresión más explícita para la potencia:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_r (V_1^2 - V_4^2) \text{ [W]} \quad (3.7)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.2) y (3.3) en (3.7) se obtiene:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 4a(1 - a)^2 \text{ [W]} \quad (3.8)$$

Nota: A partir de ahora la velocidad del fluido sin perturbar V_1 , está representada por V , es decir, $V_1 = V$.

De la Ecuación (3.8), la potencia total disponible por la corriente marina está dada por:

$$P_0 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \text{ [W]} \quad (3.9)$$

Coefficiente de Potencia

La eficiencia total de la turbina es caracterizada por el coeficiente de potencia C_p , el cual es un valor adimensional y está dado por [40]:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AV^3} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia del fluido}} \quad (3.10)$$

El coeficiente de potencia representa la fracción de potencia de la corriente marina que es extraída por la turbina. De la ecuación (3.8), el coeficiente de potencia es:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.11)$$

El máximo coeficiente de potencia $C_{p,max}$ se obtiene al derivar (3.11) con respecto a a , e igualando a cero, dando un $a = 1/3$, y sustituyendo en (3.11) da:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (3.12)$$

Es decir, la máxima cantidad de energía que puede extraer una turbina es igual a la 16/27 partes o el 59 % de la energía cinética disponible de la corriente marina [43].

Coefficiente de Empuje

De forma similar a la potencia, el empuje en una turbina puede ser caracterizado por el coeficiente de empuje C_T , que igualmente es un valor adimensional dado por [40]:

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho AV^2} \quad (3.13)$$

De la Ecuación (3.5), el coeficiente de empuje en función de a se puede representar por [40]:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (3.14)$$

Al derivar (3.14) con respecto a a , el igualando a cero, se obtiene un máximo coeficiente de empuje de 1.0 para $a = 1/2$. En la Figura 3.5 se observa la gráfica del coeficiente de potencia (C_p), y coeficiente de empuje (C_T) en función del factor de inducción axial (a) para una turbina ideal de Betz [40], teniendo el coeficiente de potencia un punto máximo en $a = 1/3$ y el coeficiente de empuje un punto máximo en $a = 1/2$.

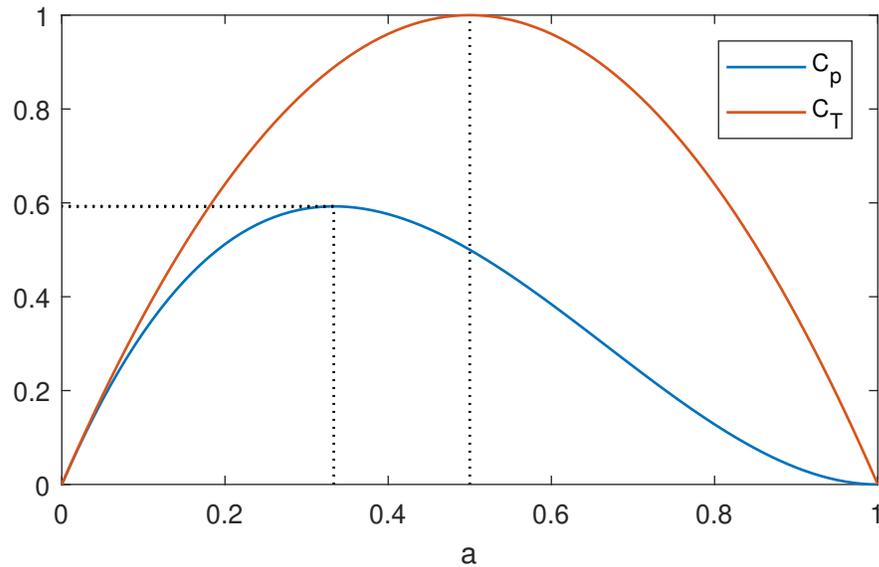


Figura 3.5: *Coficiente de Potencia vs. Factor de Inducción Axial.*

Este modelo no es válido para valores de $a \geq 0.5$, ya que la velocidad de estela aguas abajo V_4 , dada por la Ecuación (3.2), se convierte en cero o negativa. Por lo tanto este modelo solo es válido para factores de inducción axial menores a 0.5 [40].

3.2.2. Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory)

La teoría del elemento de pala es generalmente atribuida a Betz y Glauert en 1935. Esta teoría asume que la pala o aspa de la turbina de radio R , puede dividirse en pequeñas secciones o elementos ubicados a una distancia radial r y de ancho dr , que actúan independientemente entre ellos. A medida que estos elementos rotan a

una velocidad angular ω en el plano del rotor, éstos trazan regiones anulares, como se puede ver en la Figura 3.6. Estos elementos funcionan hidrodinámicamente como perfiles bidimensionales, cuyas fuerzas hidrodinámicas pueden calcularse a partir de las condiciones de flujo local. Estas fuerzas elementales se suman a lo largo de la extensión de la pala para calcular las fuerzas totales [43].

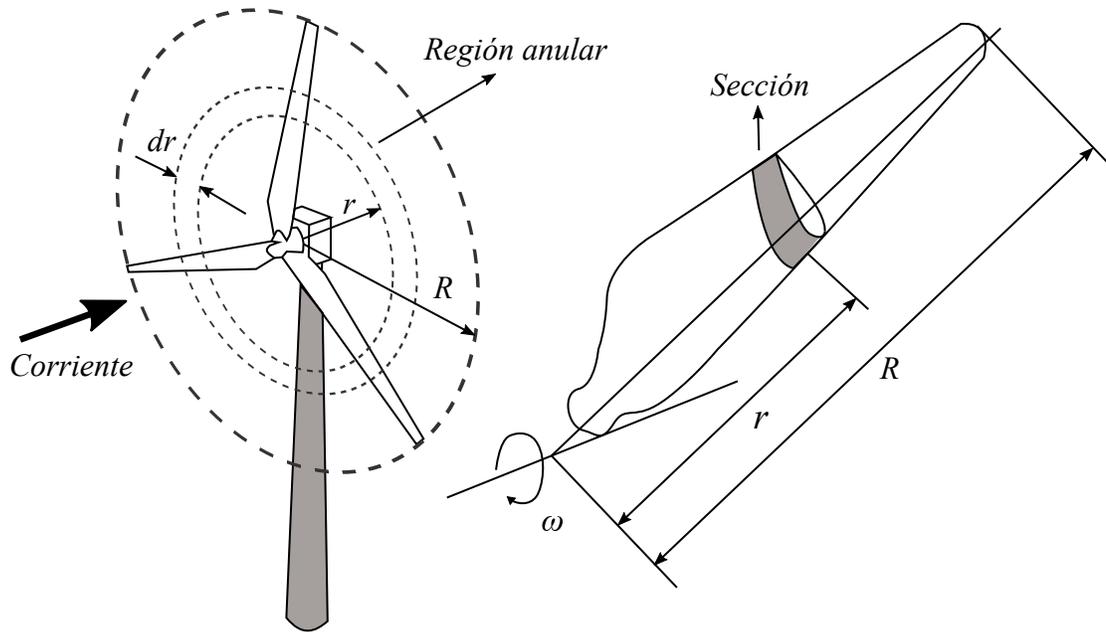


Figura 3.6: Sección de un asa y plano anular. [45].

El análisis de la teoría BEM se basa en dos teorías, la teoría del elemento de pala (Blade Element Theory) y la teoría del momento (Momentum Theory). La teoría del elemento de pala, se refiere al análisis de las fuerzas en una sección de la pala, como función de la geometría de la pala. La teoría del momento, se refiere al análisis del volumen de control de las fuerzas en la pala, basadas en la conservación del momento angular y lineal. Estas dos teorías se combinan para formar la teoría BEM [40].

La contribución de cada elemento de pala se puede calcular analizando la Figura 3.7, en donde se muestran las fuerzas y ángulos que actúan sobre la sección transversal o perfil aerodinámico de un elemento de pala.

En donde:

- V Velocidad del fluido sin perturbar [m/s].
- V_t Velocidad tangencial de la sección del perfil [m/s].
- a Factor de inducción axial.

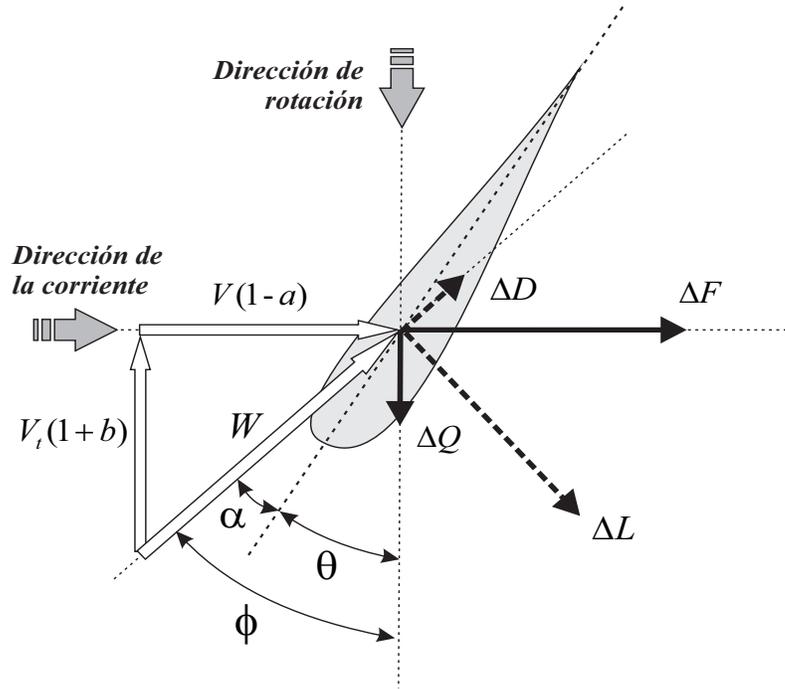


Figura 3.7: Fuerzas y velocidades que actúan sobre un elemento de pala.

- b Factor de inducción tangencial.
- W Velocidad relativa entre el fluido y el perfil [m/s].
- θ Ángulo de paso del perfil [rad].
- α Ángulo de ataque de la velocidad relativa del fluido (W) con el perfil [rad].
- ϕ Ángulo de la velocidad relativa (W) con el plano de rotación [rad].
- ΔD Fuerza de resistencia o arrastre [N].
- ΔL Fuerza de sustentación [N].
- ΔF Componente axial de la Fuerza de empuje F [N].
- ΔQ Componente tangencial de la Fuerza de empuje F [N].

De acuerdo con la Figura 3.7, la velocidad relativa entre el fluido y el perfil está dada por [43]:

$$W = \sqrt{[V(1-a)]^2 + [V_t(1+b)]^2} \quad (3.15)$$

Bajo el ángulo:

$$\phi = \arctan\left(\frac{V(1-a)}{V_t(1+b)}\right) \quad (3.16)$$

Donde:

$$V_t = \omega r$$

Se puede notar de la Figura 3.7, que el ángulo del fluido (ϕ) es la suma del ángulo de paso (θ) y el ángulo de ataque (α), de ahí que el ángulo de ataque esté dado por:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (3.17)$$

Teoría del Elemento de pala (Blade element theory)

Analizando las fuerzas en la sección del aspa de la turbina de la Figura 3.7, se puede observar que las fuerzas de sustentación y arrastre (ΔL y ΔD) son perpendicular y paralela respectivamente, a la velocidad relativa (W) [40]. Estas fuerzas, están expresadas en función de los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D) a través de las siguientes ecuaciones [43, 47]:

$$\Delta L = \frac{1}{2}\rho W^2 C_L L_c \Delta r \quad (3.18)$$

$$\Delta D = \frac{1}{2}\rho W^2 C_D L_c \Delta r \quad (3.19)$$

Donde L_c es la longitud de la cuerda del perfil aerodinámico y Δr es el ancho o espesor de la sección o elemento.

Las componentes axial y tangencial de la fuerza de empuje (ΔF y ΔQ), están expresadas por [40, 47]:

$$\Delta F = \Delta L \cos \phi + \Delta D \sin \phi \quad (3.20)$$

$$\Delta Q = \Delta L \sin \phi - \Delta D \cos \phi \quad (3.21)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.18) y (3.19) en las ecuaciones (3.20) y (3.21) se obtiene:

$$\Delta F = \frac{1}{2}\rho W^2 Lc(C_L \cos \phi + C_D \sin \phi)\Delta r \quad (3.22)$$

$$\Delta Q = \frac{1}{2}\rho W^2 Lc(C_L \sin \phi - C_D \cos \phi)\Delta r \quad (3.23)$$

De las ecuaciones (3.22) y (3.23) se definen los coeficientes de fuerza axial (C_N) y tangencial (C_T) respectivamente [48]:

$$(C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) = C_N \quad (3.24)$$

$$(C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) = C_T \quad (3.25)$$

Si la turbina tiene N_b número de aspas, la fuerza total ΔF y ΔQ quedan expresadas a través de las ecuaciones [40]:

$$\Delta F = N_b \frac{1}{2}\rho W^2 Lc C_N \Delta r \quad (3.26)$$

$$\Delta Q = N_b \frac{1}{2}\rho W^2 Lc C_T \Delta r \quad (3.27)$$

Teoría del Momento (Momentum theory)

En la sección anterior, como resultado de la aplicación de la conservación del momento lineal al disco actuador, Figura 3.3, se obtuvo una expresión para la componente axial de la fuerza de empuje, Ecuación (3.5). Debido que ahora se está trabajando en una sección anular, la contribución diferencial para la componente axial de la fuerza de empuje se calcula a partir del área de la región anular, es decir, el área (A) de la turbina se sustituye por el área de la región anular, dada por $2\pi r dr$. Por lo tanto, la contribución diferencial para la componente axial de la fuerza de empuje está dada por [40]:

$$\Delta F = 4\rho\pi r V^2 a(1 - a)\Delta r \quad (3.28)$$

La Ecuación anterior se obtuvo para un caso ideal de estela no giratoria, dado que en la realidad la estela es giratoria se debe calcular la componente tangencial de la fuerza de empuje; la cual, se obtiene de forma similar al aplicar la conservación del momento angular sobre el disco actuador (para una estela giratoria), y que al hallar la contribución diferencial de la componente tangencial (que produce el torque útil), esta queda de la siguiente forma:

$$\Delta Q = 4\rho\pi r^2 V V_t b(1-a)\Delta r \quad (3.29)$$

Sustituyendo V_t se obtiene:

$$\Delta Q = 4\rho\pi r^3 V \omega b(1-a)\Delta r \quad (3.30)$$

Estas dos ecuaciones, (3.29) y (3.30), definen el empuje y el torque de una sección anular de la turbina en función de factores de inducción axial y tangencial.

Teoría del Elemento de Pala (Blade Element Momentum Theory)

Para el cálculo de los factores de inducción axial y tangencial a y b , se deben igualar las ecuaciones de elemento de pala y las de momento. Es decir, para hallar el factor de inducción axial a , se igualan las ecuaciones de la componente axial de la fuerza de empuje (ΔF) de la teoría del elemento de pala y del momento (ecuaciones (3.26) y (3.28)), obteniéndose [43, 49]:

$$a = \frac{\sigma_r C_N}{4 \sin^2 \phi + \sigma_r C_N} \quad (3.31)$$

Donde σ_r es el factor de solidez, definido por:

$$\sigma_r = \frac{N_b L c}{2\pi r} \quad (3.32)$$

Para hallar el factor de inducción tangencial b , se igualan las ecuaciones de torque (ΔQ) de la teoría del elemento de pala y del momento (ecuaciones (3.27) y (3.30)), obteniéndose:

$$b = \frac{\sigma_r C_T}{4 \sin \phi \cos \phi - \sigma_r C_T} \quad (3.33)$$

Correcciones

El modelo BEM posee ciertas limitaciones como consecuencia de aplicar las siguientes suposiciones que son heredadas de las teorías en las que se basa este modelo. Para la *Teoría del Momento*, se debe suponer que el flujo es incompresible, no viscoso, estable e irrotacional, y que se mueve de corriente aguas arriba a corriente aguas abajo. En el *Modelo del Disco Actuador*, se asume que la turbina posee un número infinito de aspas que permite que el aire fluya continuamente a través de él, y se supone que no hay interacción entre las secciones en la que se divide el aspa [49].

Para corregir las limitaciones del modelo, se pueden aplicar varias correcciones, entre las cuales se tienen:

Corrección del Factor de Pérdida de Prandtl

Las ecuaciones vistas anteriormente sólo son válidas para una turbina con un número infinito de aspas. Para corregir esta limitante, y poder ser aplicado a un número finito de aspas, Prandtl introdujo el factor de pérdida de punta (F_L), el cual es aplicado a las ecuaciones (3.28) y (3.30) [50], por lo que éstas quedan de la siguiente forma:

$$\Delta F = 4F_L \rho \pi r V^2 a(1-a) \Delta r \quad (3.34)$$

$$\Delta Q = 4F_L \rho \pi r^3 V \omega b(1-a) \Delta r \quad (3.35)$$

Donde F_L queda definido por [48, 50]:

$$F_L = \frac{2}{\pi} \arccos(e^{-f}) \quad (3.36)$$

Con:

$$f = \frac{N_b (R - r)}{2 r \sin \phi} \quad (3.37)$$

Donde R es el radio de la turbina y r es el radio de la sección o elemento.

Como se ha considerado el factor de pérdida de punta en las ecuaciones de momento, los factores de inducción axial (3.31) y tangencial (3.33) cambian por:

$$a = \frac{\sigma_r C_N}{4F_L \sin^2 \phi + \sigma_r C_N} \quad (3.38)$$

$$b = \frac{\sigma_r C_T}{4F_L \sin \phi \cos \phi - \sigma_r C_T} \quad (3.39)$$

Y el Coeficiente de empuje (C_T) está definido por [50]:

$$C_T = 4aF_L(1 - a) \quad (3.40)$$

Corrección de Spera y Glauert

Otra limitación del modelo BEM es que cuando el factor de inducción axial es mayor a 0.4, la teoría básica del modelo ya no es válida. Para $a > 0.4$, el flujo entra en estado de estela turbulenta, y el flujo detrás del rotor se ralentiza, pero el empuje continúa aumentando. Para compensar este efecto, Glauert y Spera propusieron una corrección al coeficiente de empuje de la turbina, como se detalla en la ecuación (3.41), esta corrección consiste en trazar una línea recta tangente a la parábola que describe el empuje de la teoría del momento, en el punto crítico de a ($a_c = 0.2$), como se puede observar en la Figura 3.8. Por lo tanto, el cálculo del factor de inducción es una combinación del Factor de Pérdida de Punta (F_L) y la corrección de Glauert [48, 50].

$$C_T = \begin{cases} 4aF_L(1 - a) & \text{si } a \leq a_c \\ 4F_L(a_c^2 + a(1 - 2a_c)) & \text{si } a > a_c \end{cases} \quad (3.41)$$

Donde a_c es el factor de inducción crítico y es igual a 0.2 ($a_c = 0.2$), y F_L es el Factor de Pérdida de Punta de Prandtl.

Por lo tanto, para valores de a por debajo del valor crítico, la ecuación (3.38) es válida, pero para valores por arriba del valor crítico, el factor de inducción axial cambia por [50]:

$$a = \frac{1}{2} \left[2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{(K(1 - 2a_c) + 2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right] \quad (3.42)$$

Con:

$$K = \frac{4F_L \sin^2 \phi}{\sigma_r C_N} \quad (3.43)$$

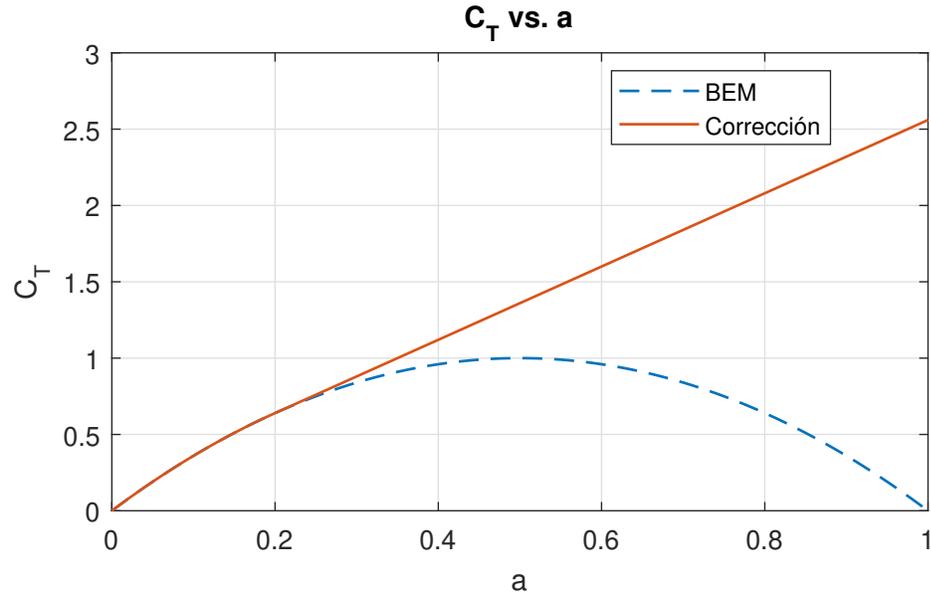


Figura 3.8: Corrección de Spera y Glauert.

3.2.3. Cálculo del Torque y Potencia

Para el cálculo del torque, se requiere integrar la componente tangencial de la fuerza de empuje (ΔQ) a lo largo de longitud del aspa (R), pero debido a que el aspa se divide en secciones, conviene calcular el torque a través de una sumatoria del número de secciones, como se detalla en la siguiente ecuación [28]:

$$Q = \int_{R_0}^R \Delta Q r dr = \sum_{i=1}^N \Delta Q_i r_i \quad (3.44)$$

Donde R_0 es el radio del núcleo o de la raíz del aspa y R es el radio total del aspa. La potencia mecánica generada por la turbina en Watts [W] es la multiplicación del torque por la velocidad angular ω [28]:

$$P = Q\omega \quad (3.45)$$

Es habitual representar estos resultados en función del parámetro adimensional *TSR* (*Tip Speed Ratio*), el cual mide la relación entre la velocidad de punta de pala ($V_{pp} = \omega \cdot R$) y la velocidad del fluido sin perturbar (V) [28].

$$TSR = \lambda = \frac{\omega \cdot R}{V} \quad (3.46)$$

3.2.4. Optimización de Schmitz para la Longitud de Cuerda y Ángulo de Paso

Schmitz planteó un método de diseño para la geometría de una turbina, este método proporciona el cálculo de la longitud de la cuerda del perfil (L_c) y el ángulo de paso (θ) en función del radio (r) de cada sección [51].

La distribución de la longitud de cuerda del perfil para cada sección se puede calcular a través de la siguiente ecuación [51]:

$$L_c(r) = \frac{16\pi r}{N_b C_{Ld}} \sin^2 \left(\frac{1}{3} \phi_1 \right) \quad (3.47)$$

Con:

$$\phi_1 = \tan^{-1} \left(\frac{R}{\lambda r} \right)$$

Donde el TSR (λ) se calcula para la velocidad angular (ω) y la velocidad del fluido sin perturbar (V) para la cual se va a diseñar la turbina. Para una extracción de potencia óptima, se utiliza la siguiente relación para el ángulo de la velocidad relativa ϕ [51]:

$$\phi = \frac{2}{3} \phi_1 = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{R}{\lambda r} \right) \quad (3.48)$$

Por lo tanto, el ángulo de paso θ para cada sección del aspa, resulta de la diferencia entre el ángulo de la velocidad relativa ϕ y el ángulo de ataque de diseño α_d .

$$\theta = \phi - \alpha_d \quad (3.49)$$

El ángulo de ataque de diseño α_d , se elige como el ángulo de ataque en el cual se presenta el máximo entre la relación del coeficiente de sustentación y arrastre (C_L/C_D), y el coeficiente de sustentación de diseño C_{Ld} es el coeficiente de sustentación C_L que corresponde al ángulo de ataque de diseño α_d , (gráfica C_L vs. α de la Figura 2.16), por ejemplo:

$$\begin{aligned} C_L/C_D \approx \max &\Rightarrow \alpha_d = 6^\circ \\ C_L \text{ vs. } \alpha &\Rightarrow C_L(6^\circ) = C_{Ld} \end{aligned}$$

3.3. Modelado del PMSG

Como se vio en el capítulo anterior, el Generador eléctrico es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, en este caso se va a trabajar con el Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés, *Permanent Magnet Synchronous Generator*), el cual está representado a través de las ecuaciones dinámicas expresadas en el marco de referencia $d - q$, halladas mediante la transformada de Park. El modelo eléctrico dinámico en términos de la corriente y el voltaje se puede representar por las siguientes ecuaciones [52, 53]:

$$\frac{d}{dt}i_d = \frac{1}{L_d}V_d - \frac{R}{L_d}i_d + \frac{L_q}{L_d}p\omega_m i_q \quad (3.50)$$

$$\frac{d}{dt}i_q = \frac{1}{L_q}V_q - \frac{R}{L_q}i_q - \frac{L_d}{L_q}p\omega_m i_d - \frac{\psi_f p\omega_m}{L_q} \quad (3.51)$$

$$T_e = \frac{3}{2}p[\psi_f i_q + (L_d - L_q)i_d i_q] \quad (3.52)$$

En donde:

L_q, L_d Inductancias de los ejes en cuadratura q y directo d [H].

R Resistencia de las bobinas del estator [Ω].

i_q, i_d Corrientes de los ejes q y d respectivamente [A].

V_q, V_d Voltajes de los ejes q y d respectivamente [V].

ω_m Velocidad angular del rotor [rad/s].

ψ_f Amplitud del flujo inducido por los imanes permanentes del rotor en las fases del estator [Wb].

El sistema mecánico está representado por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d}{dt}\omega_m = \frac{1}{J}(T_e - T_f - F\omega_m - Q) \quad (3.53)$$

$$\frac{d\theta_g}{dt} = \omega_m \quad (3.54)$$

En donde:

J	Inercia combinada del rotor y la carga [kg m ²].
F	Fricción viscosa combinada del rotor y la carga [N m s].
θ_g	Posición angular del rotor [rad].
Q	Torque mecánico [N m].
T_f	Torque de fricción estática [N m].
ω_m	Velocidad angular del rotor [rad/s].

En este caso como el generador estará conectado directamente a la turbina, la velocidad angular del rotor (ω_m) es igual a la velocidad angular de la turbina (ω). La potencia obtenida por el generador está dada por:

$$P_G = T_e \omega_m \quad (3.55)$$

Como se vio en este capítulo, se va a trabajar con una turbina marina de eje horizontal, el cual presenta un funcionamiento similar a las turbinas eólicas, por lo que se usó la Teoría del Elemento de Pala (BEM) para modelar la turbina, que a su vez está basado en el Modelo del Disco Actuador; esta turbina estará conectada a un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG). En este capítulo a lo largo de la sección 3.2 se describió matemáticamente la teoría BEM y el Modelo del Disco Actuador para el modelado de la Turbina, calculando las fuerzas que actúan sobre el aspa de la turbina y que permiten el cálculo de torque y potencia generada por la turbina; adicionalmente, en esta sección se presenta un desarrollo matemático para la optimización de la longitud de cuerda y ángulo de paso del perfil aerodinámico seleccionado. En este Capítulo, en la sección 3.3 también se presenta el modelado del Generador PMSG que se va a utilizar posteriormente.

Capítulo 4

Diseño

En este capítulo se va a realizar la implementación del modelo de la turbina de corrientes marinas en un script de Matlab, posteriormente se efectuará la validación del modelo propuesto comparando sus resultados con el software QBlade [54]. Por último se va a realizar la implementación del modelo en el entorno de programación visual Simulink y así poder acoplarlo con el generador.

4.1. Implementación del Modelo de la Turbina

Como se vio en el Capítulo anterior, se eligió la Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory) para modelar la turbina de eje horizontal. Siguiendo la metodología de esta teoría, vista en la Sección 3.2, se realizó un script en Matlab en el cual se obtiene el diseño de las aspas de la turbina y se calcula las fuerzas y la potencia generada por la turbina. En la Figura 4.1 se puede observar un diagrama general del script realizado para la implementación del modelo en Matlab.

Para una mejor comprensión, en la Figura 4.2 se presenta un diagrama de bloques más detallado del script realizado. Estos diagramas se dividen en cuatro bloques fundamentales que realizan una función específica cada uno, y están representados con un color diferente. A continuación se describe cada bloque:

Bloque Naranja: esta sección del programa realiza el cálculo de la geometría de la turbina. Utilizando las ecuaciones (3.47) y (3.49) de la optimización de Schmitz (Sección 3.2.4), realiza el cálculo de la longitud de cuerda L_c y el ángulo de paso (θ) respectivamente, para cada sección del aspa. En este bloque se tiene que ingresan los valores de los siguientes parámetros de diseño: ángulo de ataque de diseño α_d , coeficiente de sustentación de diseño C_{Ld} , velocidad de la corriente marina para el diseño de la



Figura 4.1: Esquema general de la propuesta para el diseño de turbina por corrientes marinas.

turbina V_d , velocidad angular para el diseño de la turbina ω_d , radio de la turbina R , número de aspas N_b , y el vector de relación $[r/R]$, que contiene la relación del radio de cada sección (r_i) con el radio de la turbina R , y cuya longitud es el número de divisiones de la turbina.

Bloque Amarillo: Este bloque tiene la función de calcular los factores de inducción axial y tangencial (a y b respectivamente) que son usados para el cálculo de la velocidad relativa W , estos factores se calculan aplicando la Corrección del Factor de Pérdida de Prandtl y la Corrección de Spera y Glauret, vistas en la Sección 3.2.2. Los datos de entrada que se deben especificar son: la velocidad de la corriente marina V , la velocidad angular ω a la cual va a trabajar la turbina, y la densidad del agua ρ .

Bloque Verde: Una vez obtenida la geometría de la turbina en el bloque Naranja y los factores de inducción axial y tangencial en el bloque amarillo; en este bloque se procede a calcular el torque Q y la potencia P para cada sección del aspa (ecuaciones (3.44) y (3.45) respectivamente), tomando como referencia la Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory) estudiada en la Sección 3.2.2. Anterior a esto, se calcula la velocidad relativa W usando la ecuación (3.15), y las componentes

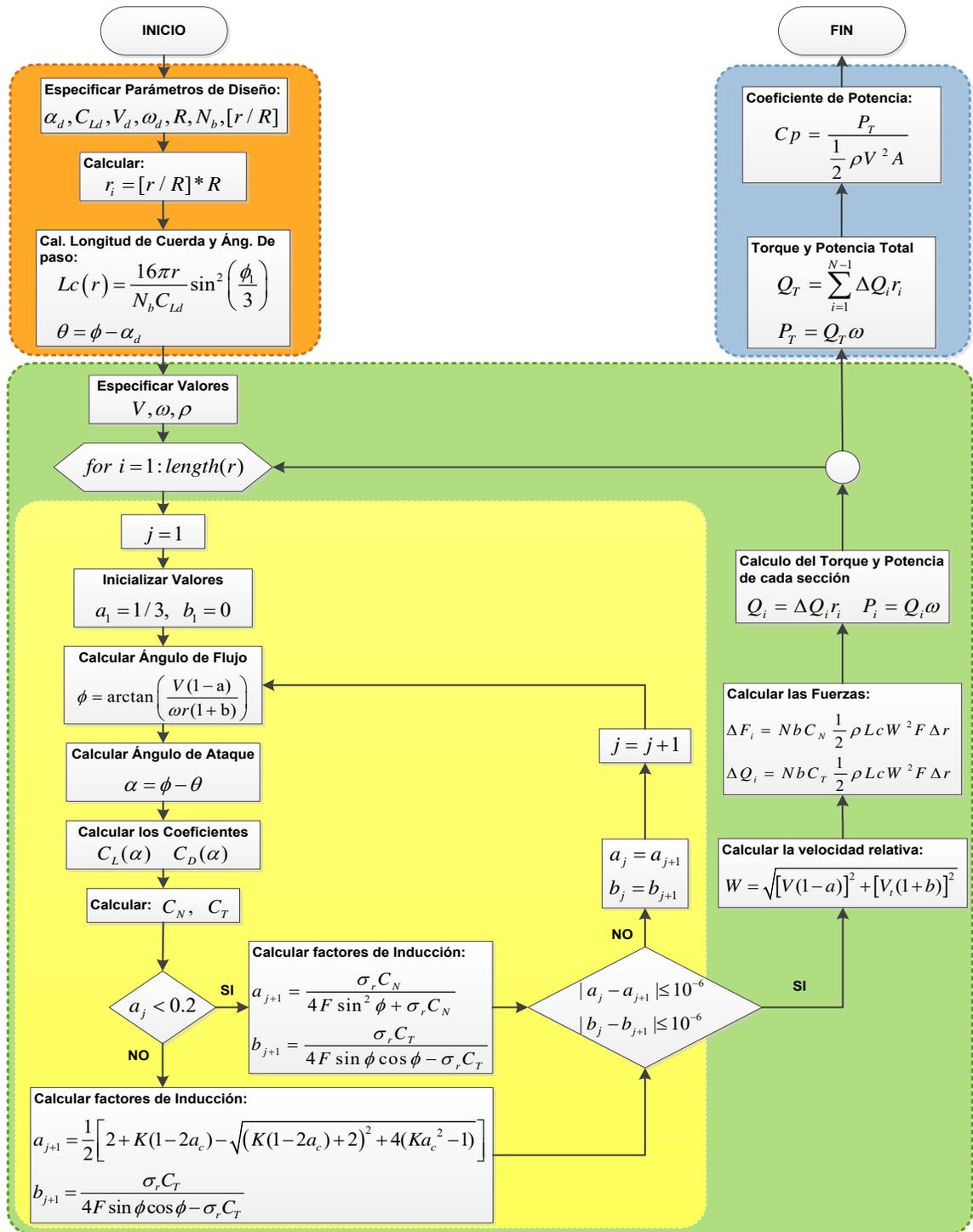


Figura 4.2: Diagrama del script implementado para el diseño de la turbina.

axial y tangencial de la fuerza de empuje a través de las ecuaciones (3.20) y (3.21) respectivamente.

Bloque Azul: Por último, una vez obtenido el torque para cada sección, este bloque del programa se encarga de calcular el torque Q_T y potencia P_T total generada por la turbina (ecuaciones (3.44) y (3.45) respectivamente), así como el coeficiente de potencia C_p de la turbina a través de la ecuación (3.10).

Nota: Para el cálculo de los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D), se utilizó el programa gratuito JavaFoil [55], el cual es usado para el análisis de perfiles aerodinámicos. A través de este programa se obtuvieron las gráficas polares (C_L y C_D vs α) con su respectiva extrapolación ($-40^\circ \leq \alpha \leq 120^\circ$), las cuales fueron cargadas al programa a través de tablas en excel.

4.2. Validación del Modelo

Para la validación del modelo desarrollado, se decidió compararlo con el programa QBlade [54, 56], software de código abierto para el diseño y simulación aerodinámica de turbinas eólicas de eje horizontal y vertical. QBlade utiliza la Teoría del Elemento de Pala (BEM Theory) para la simulación de las turbinas de eje horizontal, y está integrado con XFOIL [57], una herramienta para el análisis y diseño de perfiles aerodinámicos, que le permite la obtención y extrapolación de las gráficas polares para el cálculo del coeficiente de sustentación (C_L) y arrastre (C_D) de acuerdo al perfil aerodinámico seleccionado [56].

Las razones por la que se decidió realizar la comparación con el programa QBlade se especifican a continuación:

- Es un software libre, abierto para todo público.
- Utiliza la teoría BEM para modelar y analizar la turbina de eje horizontal.
- Software portátil que no necesita instalación.
- Interfaz de usuario simple y fácil de usar.

A pesar de que el modelo propuesto es para una turbina de corrientes marinas, este está basado en la teoría aplicada a turbinas eólicas, por lo que es válida la comparación con el programa QBlade para turbinas eólicas. Para que el modelo desarrollado funcione como modelo de turbina eólica, se deben cambiar los valores de los siguientes parámetros: Velocidad para la cual se va a diseñar la turbina V_d (bloque

naranja), la velocidad V a la cual va a trabajar la turbina, la densidad ρ del fluido, la cual cambia por la densidad del aire (bloque verde), y la velocidad angular ω a la cual va girar la turbina (bloque verde).

La validación se va a realizar a través de la simulación con el modelo propuesto y con el software QBlade para dos casos de estudio, comparando y analizando para ambos casos las respuestas obtenidas con la propuesta y el software.

Caso número 1: se tomó como referencia la geometría de una turbina eólica presentada en [47], cuyos parámetros geométricos del aspa se detallan en la Tabla 4.1. Esta turbina fue diseñada para una velocidad del viento (V) de 10 m/s, y una velocidad angular (ω) de 15 rad/s.

Tabla 4.1: *Parámetros Geométricos del aspa utilizada para el Caso 1 [47].*

Número	Radio r (m)	Ángulo de Paso θ (°)	Longitud de Cuerda L_C (m)
1	0.75	22.52	0.7641
2	1	17.22	0.6717
3	1.25	13.47	0.5852
4	1.5	10.73	0.5129
5	1.75	8.66	0.4540
6	2	7.05	0.4059
7	2.25	5.76	0.3662
8	2.5	4.71	0.3333
9	2.75	3.84	0.3055
10	3	3.11	0.2818
11	3.25	2.48	0.2614
12	3.5	1.94	0.2437
13	3.75	1.47	0.2282
14	4	1.06	0.2145
15	4.25	0.69	0.2023
16	4.5	0.37	0.1914
17	4.75	0.07	0.1779
18	5	0	0.1752

El Perfil aerodinámico utilizado para la simulación en el software QBlade y en el modelo propuesto es el perfil NACA 4412, este perfil se muestra en la Figura 4.3, donde hay que considerar que este se encuentra con una relación de proporción (escala) $1 : L_C$.

Al realizar la simulación de la turbina para la velocidad (V) y la velocidad

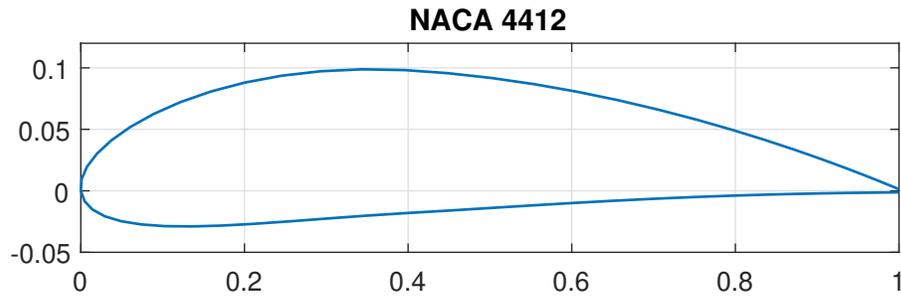


Figura 4.3: Perfil Aerodinámico NACA 4412.

angular (ω) de diseño con el software QBlade y con el modelo propuesto, se obtuvieron los siguientes resultados:

- $P = 23.49$ kW con el software QBlade.
- $P = 24.26$ kW con el modelo propuesto.

Como se puede apreciar hay una diferencia de 0.77 kW, lo que es equivalente a un error relativo de 3.28 % respecto al software QBlade. En la Figura 4.4 se puede observar una comparación gráfica de la potencia obtenida con el software QBlade y con el modelo propuesto para diferentes velocidades de viento.

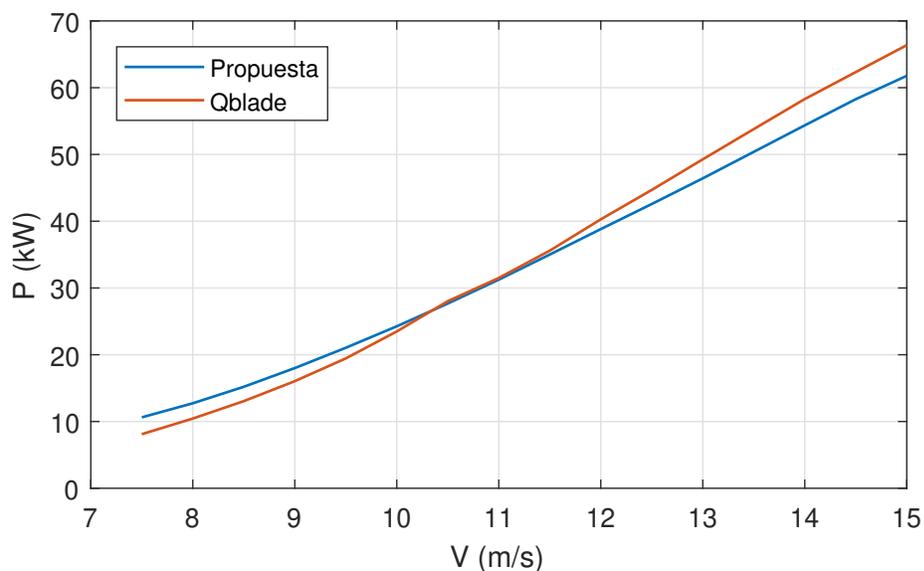


Figura 4.4: Potencia vs. Velocidad del viento para el Caso 1.

En la Figura anterior se puede detallar que existe una similitud en los resultados obtenidos en el rango de velocidades comprendido entre 9.5 y 12.5 m/s, sin

embargo para velocidades fuera de este rango existe cierta discrepancia en los resultados, esto podría ser debido a los software (XFOIL y JavaFoil) utilizados para la obtención de las gráficas polares y su respectiva extrapolación, lo cual influye directamente en el cálculo de los factores de inducción axial y tangencial (a y b respectivamente). Otro factor influyente podría ser que en el modelo propuesto se utilizó la corrección del Factor de Pérdida de Prandtl y la corrección de Spera y Glauert, mientras que en el Software QBlade solo se utilizó la corrección del Factor de Pérdida de Prandtl ya que la corrección de Spera y Glauert no estaba disponible entre las opciones.

Caso número 2: Para este caso se realizó el cálculo de geometría para una turbina eólica de 15 metros de radio aplicando la optimización de Schmitz para la Longitud de Cuerda (L_C) y Ángulo de Paso (θ), vista en la Sección 3.2.4, y representado por el bloque naranja en el modelo desarrollado. Esta turbina fue diseñada para una velocidad de 14 m/s y una velocidad angular de 8 rad/s. En la Tabla 4.2 se muestra la geometría del aspa de la turbina obtenida aplicando la optimización de Schmitz.

Tabla 4.2: *Parámetros Geométricos del aspa utilizada para el Caso 2.*

Número	Radio r (m)	Ángulo de Paso θ (°)	Longitud de Cuerda L_C (m)
1	2.25	20.25	1.63
2	3	15.17	1.40
3	3.75	11.68	1.20
4	4.5	9.16	1.04
5	5.25	7.29	0.91
6	6	5.84	0.81
7	6.75	4.69	0.73
8	7.5	3.76	0.66
9	8.25	2.98	0.60
10	9	2.33	0.56
11	9.75	1.78	0.52
12	10.5	1.31	0.48
13	11.25	0.89	0.45
14	12	0.53	0.42
15	12.75	0.21	0.40
16	13.5	-0.07	0.38
17	14.25	-0.33	0.35
18	15	-0.56	0.34

Para el cálculo del ángulo de ataque de diseño (α_d) y coeficiente de sustentación de diseño (C_{Ld}), se buscó el valor del ángulo de ataque donde ocurre el máximo en la relación C_L/C_D , como se observa en la Figura 4.5. En este caso el máximo C_L/C_D

ocurre para un $\alpha = 5^\circ$, por lo que este sería el valor del ángulo de ataque de diseño (α_d), y para este ángulo, se tiene un coeficiente de sustentación (C_L) de 1.101, el cual representa el coeficiente de sustentación de diseño (C_{Ld}).

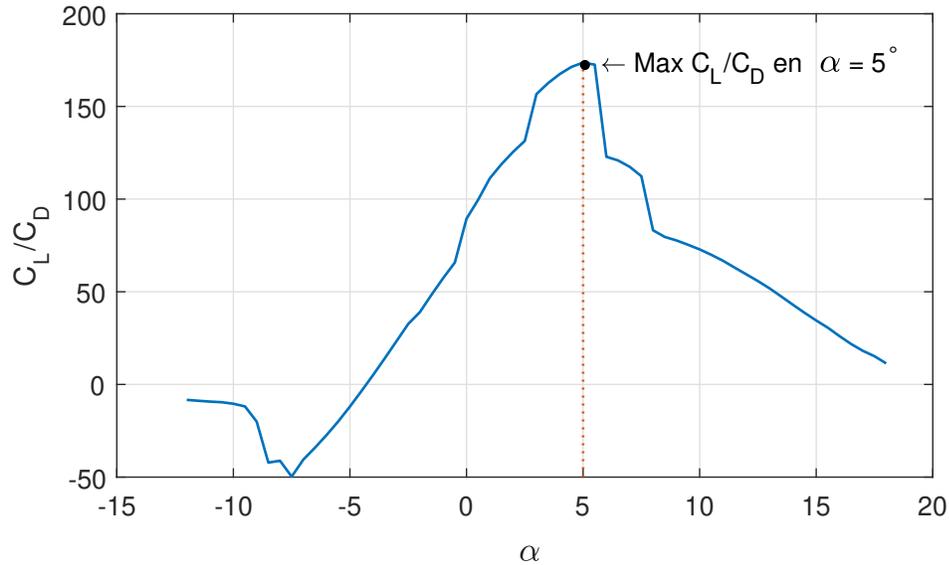


Figura 4.5: Obtención del ángulo de ataque de diseño (α_d).

Realizando la simulación de la turbina para los parámetros de diseño ($V = 14 \text{ m/s}$ y $\omega = 8 \text{ rad/s}$), se obtienen los siguientes resultados:

- $P = 574.10 \text{ kW}$ con el software QBlade.
- $P = 586.24 \text{ kW}$ con el modelo propuesto.

Existe una diferencia de 12.14 kW , lo que representa un error relativo de 2.11% respecto al software QBlade. A continuación en la Figura 4.6 se realiza una comparación de la potencia obtenida con el software y la propuesta para diferentes velocidades de viento.

Para este caso, los resultados obtenidos se asemejan a los resultados del caso anterior. En este caso existe una semejanza en el comportamiento de la potencia obtenida para el rango de velocidades entre 13 y 17 m/s , un rango mayor que el caso anterior, y cierta diferencia para valores fuera de ese rango de velocidades. De igual manera esta diferencia podría ser debido a los software utilizados para la obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre, y a las correcciones empleadas en el modelo propuesto.

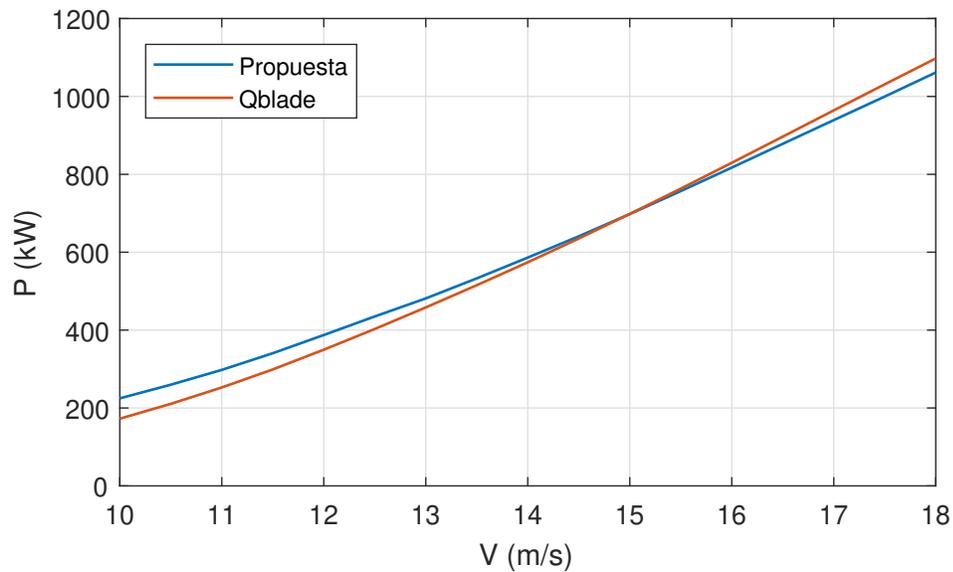


Figura 4.6: Potencia vs. Velocidad del viento para el Caso 2.

Para ambos casos el error relativo entre el modelo propuesto y el software QBlade fue menor al 5%, por lo que se puede decir que el modelo propuesto realiza una buena estimación de la potencia y análisis para una turbina eólica y de corrientes marinas.

4.3. Acoplamiento

En la Sección 2.1.2 se describió el esquema general de un sistema de conversión de energía por corrientes marinas, la cual consta básicamente de una turbina y un generador eléctrico. En la Sección 4.1 se explicó la implementación en un script de Matlab de la Teoría BEM para el modelado de la turbina, el cual ahora se va a ejecutar en un bloque de Simulink para su acoplamiento con el PMSG. Se va a utilizar para este fin el bloque “Permanent Magnet Synchronous Machine” de Simulink como generador.

En la Figura 4.7 se muestra un diagrama de bloques que representa la conexión en Simulink entre la turbina y el generador. La turbina está representada por el **bloque azul**, esta realiza el cálculo de la geometría de la turbina (**Bloque amarillo**) y el análisis para obtener el torque, potencia mecánica, coeficiente de potencia y el TSR de acuerdo a los parámetros de entrada de diseño de la turbina, velocidad del fluido y velocidad angular. A su vez, el torque (**Bloque gris**) es enviado al generador (**bloques naranjas**) que se encuentra conectado a una carga eléctrica, y se encarga de transformar la potencia mecánica en potencia eléctrica (**bloque verde**).

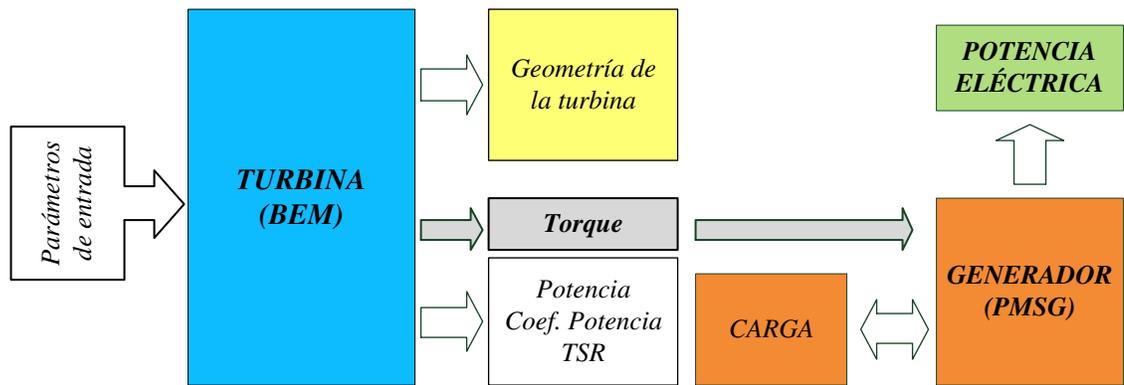


Figura 4.7: Diagrama de bloques para el acoplamiento en Simulink.

Siguiendo la estructura planteada en el diagrama anterior, se procedió a realizar el acoplamiento en Simulink como se muestra en la Figura 4.8.

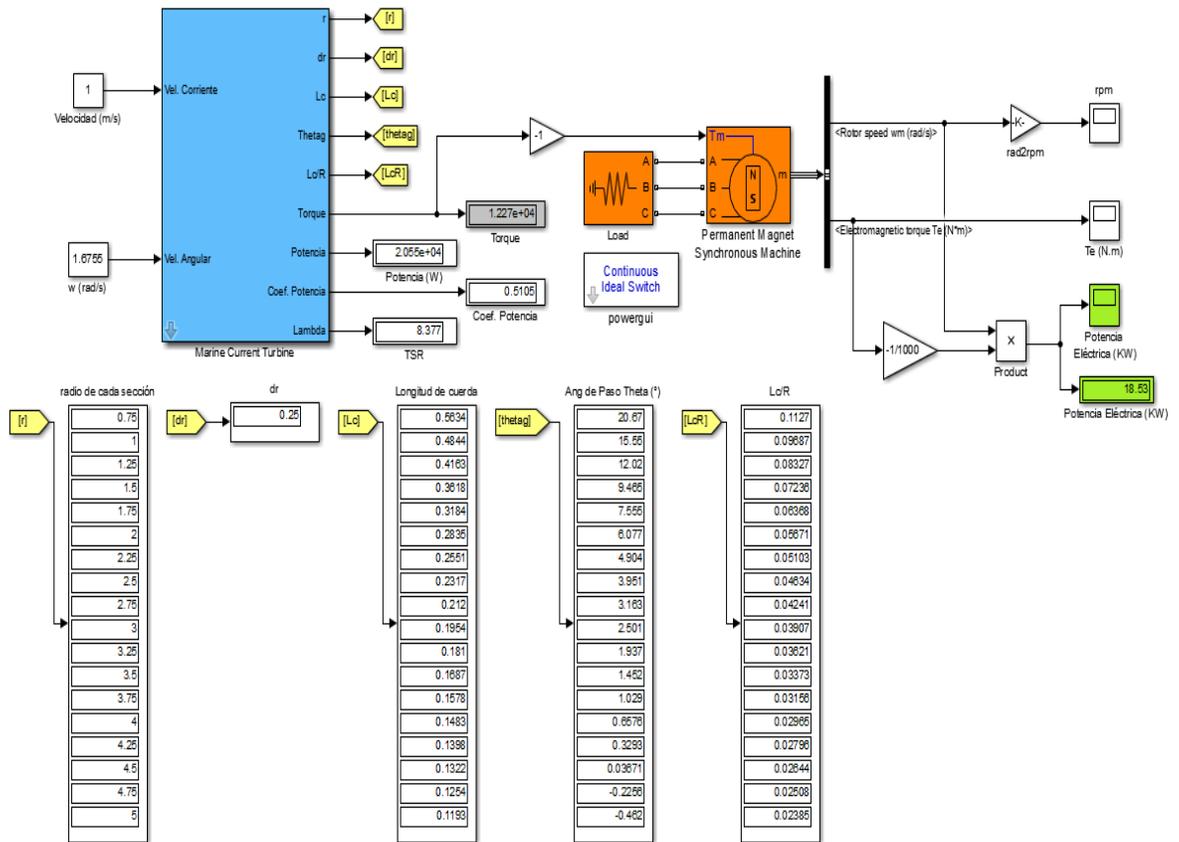
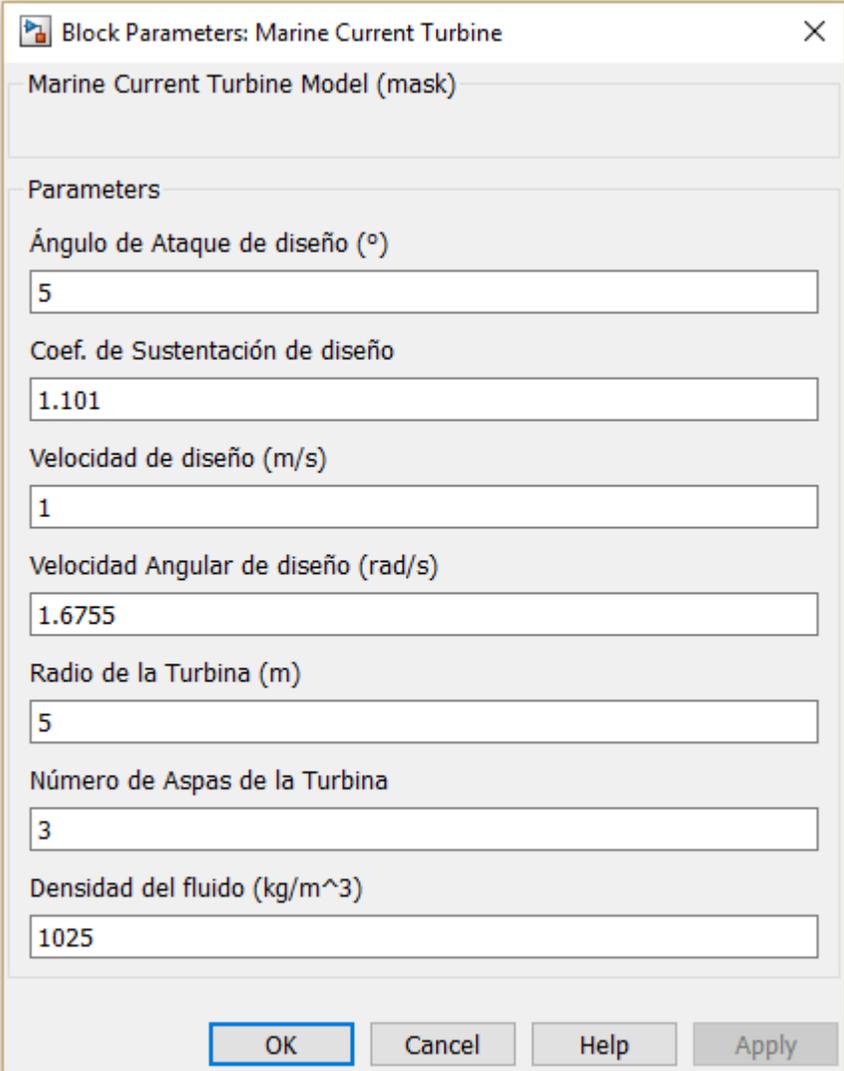


Figura 4.8: Acoplamiento en Simulink.

De acuerdo con la Figura 4.8, la geometría de la turbina (r , dr , L_c , θ y L_c/r) se despliega a través de las etiquetas de color amarillo. Los datos de diseño de la turbina se ingresan al bloque “Marine Current Turbine” a través de una máscara o ventana que se muestra en la Figura 4.9, que se despliega al hacer doble click sobre el bloque.



Block Parameters: Marine Current Turbine

Marine Current Turbine Model (mask)

Parameters

Ángulo de Ataque de diseño (°)

5

Coef. de Sustentación de diseño

1.101

Velocidad de diseño (m/s)

1

Velocidad Angular de diseño (rad/s)

1.6755

Radio de la Turbina (m)

5

Número de Aspas de la Turbina

3

Densidad del fluido (kg/m³)

1025

OK Cancel Help Apply

Figura 4.9: Ventana para ingresar los parámetros de diseño de la turbina.

El bloque “Load” representa la carga conectada al PMSG, en este bloque se configura el voltaje nominal fase a fase (*Nominal phase-to-phase voltage V_n*), la frecuencia nominal (*Nominal frequency f_n*) y la potencia activa (*Active power P*) y reactiva (*Inductive reactive Power Q_L* y *Capacitive reactive power Q_c*) como se muestra a continuación:

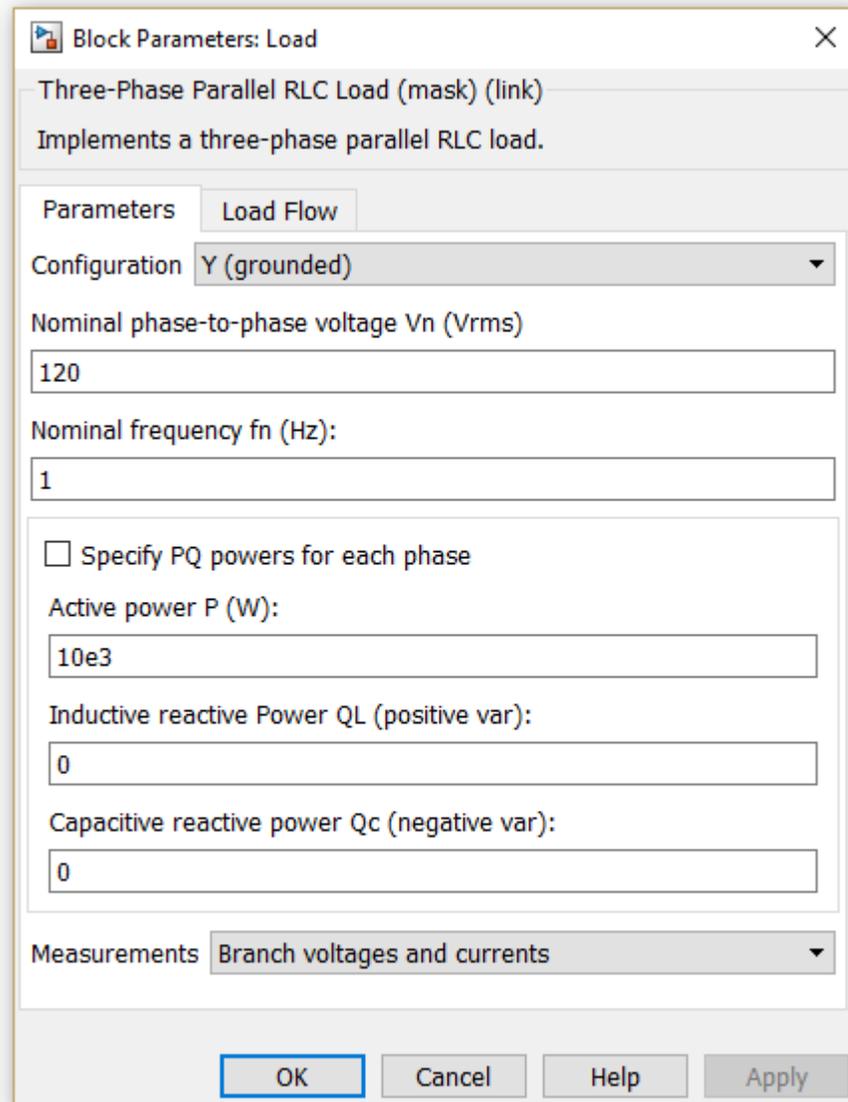


Figura 4.10: Ventana para ingresar los parámetros de la carga.

El bloque “Permanent Magnet Synchronous Machine” de Simulink representa el generador PMSG, en el cual se configuran los parámetros a través de dos pestañas en la ventana. En la pestaña “Configuration” (ver Figura 4.11), se ingresan los parámetros de configuración general del PMSG, entre ellos el número de fases (*Number of phases*), el tipo de onda del campo electromagnético (*Back EMF waveform*), el tipo de rotor (*Rotor type*) y el tipo de entrada mecánica (*Mechanical input*).

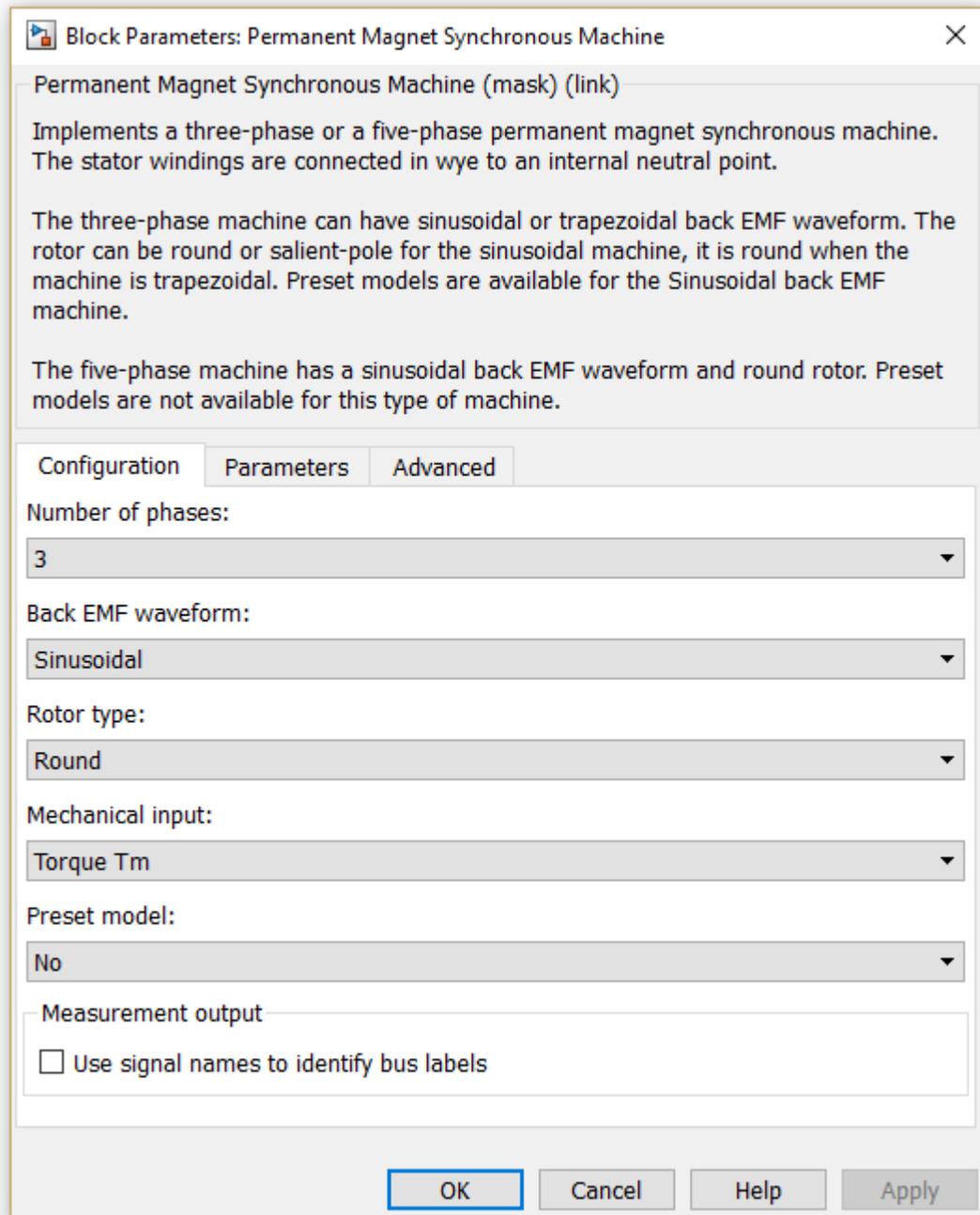


Figura 4.11: Ventana para ingresar los parámetros generales del generador.

En la pestaña “Parámetros” como se observa en la Figura 4.12, se ingresan los parámetros específicos del generador como la resistencia de fase del estátor (*Stator phase resistance R_s*), la inductancia de armadura (*Armature inductance*), el flujo magnético de los imanes (*Flux linkage established by magnets*) y un vector donde se especifica

la inercia, amortiguamiento viscoso, pares de polos y fricción estática (*Inertia, viscous damping, pole pairs, static friction*).

Block Parameters: Permanent Magnet Synchronous Machine

Permanent Magnet Synchronous Machine (mask) (link)

Implements a three-phase or a five-phase permanent magnet synchronous machine. The stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

The three-phase machine can have sinusoidal or trapezoidal back EMF waveform. The rotor can be round or salient-pole for the sinusoidal machine, it is round when the machine is trapezoidal. Preset models are available for the Sinusoidal back EMF machine.

The five-phase machine has a sinusoidal back EMF waveform and round rotor. Preset models are not available for this type of machine.

Configuration Parameters Advanced

Stator phase resistance R_s (ohm): 0.18

Armature inductance (H): 0.000835

Machine constant

Specify: Flux linkage established by magnets (V.s)

Flux linkage: 21.4275

Inertia, viscous damping, pole pairs, static friction [J(kg.m²) F(N.m.s) p() Tf(N.m)]: [0.0085 286.747 4]

Initial conditions [ω_m (rad/s) θ_{tam} (deg) i_a, i_b (A)]: [0,0, 0,0]

OK Cancel Help Apply

Figura 4.12: Ventana para ingresar los parámetros específicos del generador.

En este Capítulo se presentó la implementación del modelo de la turbina visto en el Capítulo 3 en un script de Matlab, el cual realiza el cálculo de las fuerzas aerodinámicas sobre el aspa de la turbina, y se obtiene la potencia generada por la turbina. Cabe destacar que se utilizó el perfil NACA 4412 y el software JavaFoil para la obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre de dicho perfil. Además, se comparó el modelo de la turbina con el software QBlade para la validación del modelo, y por último se describió el acoplamiento en el entorno de programación visual Simulink del modelo de la turbina con el generador, para el cual se utilizó el bloque “Permanent Magnet Synchronous Machine” de Simulink.

Capítulo 5

Análisis y Resultados

En este capítulo en primer lugar se presentan diversas pruebas realizadas al modelo de la turbina, variando diversos parámetros para analizar el desempeño y la influencia que tienen sobre una turbina por corrientes marinas. En segundo lugar, se realiza la elección de una turbina para ciertos parámetros de diseño, analizando su comportamiento para diferentes velocidades y obteniendo la potencia generada para luego ser acoplada al generador eléctrico, en el cual se va a obtener la potencia eléctrica total generada y las pérdidas de potencia durante todo el proceso de conversión.

5.1. Pruebas

En esta sección se analiza la influencia que tiene el número de aspas (N_b), el radio de la turbina (R) y la velocidad angular (ω) sobre el diseño y desempeño de una turbina de corrientes marinas.

5.1.1. Influencia del Número de Aspas

Como se vio en la sección 3.2.1, el coeficiente de potencia es un parámetro que indica la fracción de energía o potencia que se extrae de la corriente marina. Relaciona la potencia extraída por la turbina entre la potencia total disponible de la corriente marina, por lo tanto, este parámetro representa la eficiencia de una turbina.

Esta prueba tiene como finalidad analizar la influencia del número de aspas en la eficiencia de una turbina. Para este caso se realizó la simulación de una turbina de 6 m de radio para dos, tres, cuatro, cinco y seis aspas, a una velocidad de corriente de

1 m/s y una velocidad angular de 1.8849 rad/s o 18 rpm. Para medir la eficiencia de la turbina se tomó como referencia el coeficiente de potencia (C_p) en porcentaje como se puede observar en la Figura 5.1.

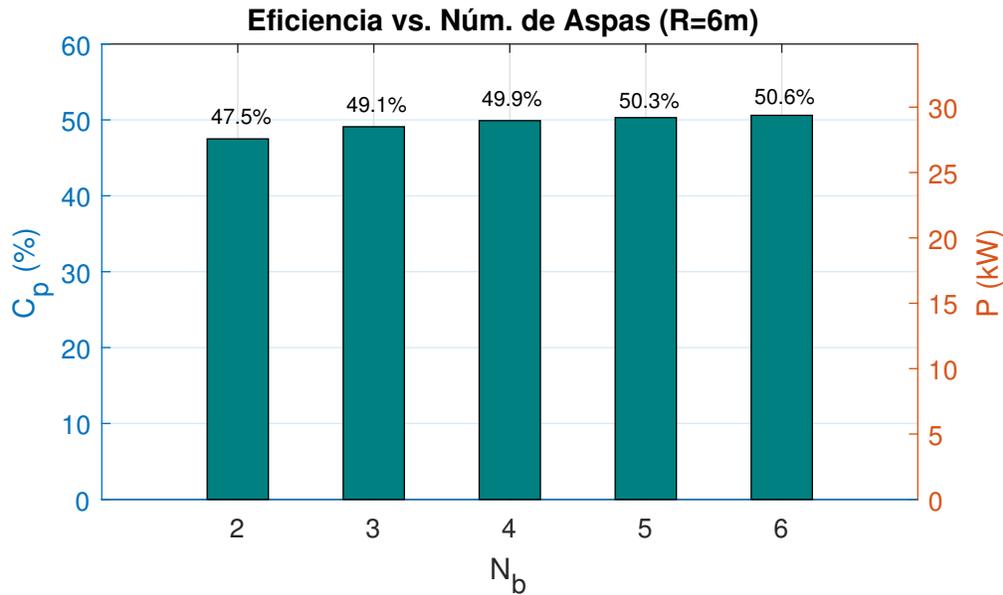


Figura 5.1: Coeficiente de potencia vs. número de aspas.

En la Figura 5.1 se puede ver que la eficiencia de la turbina aumenta con el número de aspas. Sin embargo, el aumento de la eficiencia es más significativo para una turbina de 3 aspas, específicamente un aumento de 1.6 % con respecto a una turbina de 2 aspas. Para una turbina de 4 aspas, el incremento es de 0.8 % con respecto a la de 3 aspas, es decir, es la mitad con respecto al incremento de la turbina de 3 aspas en comparación con la de 2; y un incremento de 0.4 % y 0.3 % en la eficiencia respectivamente para las turbinas de 5 (con respecto a la de 4 aspas) y 6 aspas (con respecto a la de 5). Por lo tanto se podría decir que una turbina de 3 aspas es la mejor opción por su aumento en la eficiencia.

5.1.2. Variación de la Potencia Respecto al Radio de la Turbina.

En esta prueba se muestra la relación que tiene el radio de la turbina respecto a la potencia generada. Para esto, se realizó una simulación para una turbina de 3 aspas, incrementando su radio desde 4 hasta 10 m, para una velocidad de corriente de 1 m/s y velocidad angular de 1.5708 rad/s o 15 rpm. En la Figura 5.2 se muestra un gráfico de la potencia obtenida para cada radio de la turbina.

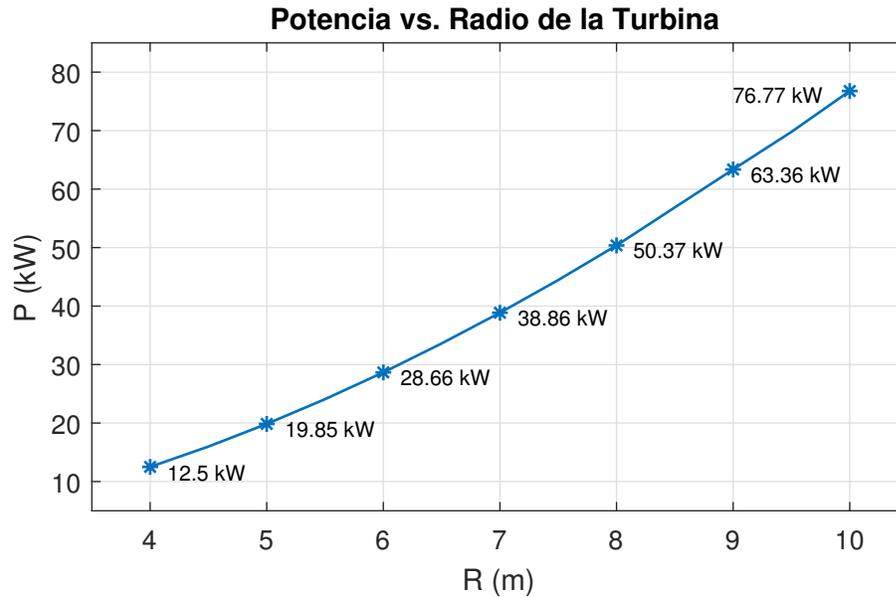


Figura 5.2: *Potencia vs. radio de la turbina.*

Como se puede apreciar en la Figura 5.2, a medida que aumenta el radio de la turbina, incrementa la potencia generada en una relación casi lineal, pasando de obtener una potencia de 12.5 kW para una turbina de 4 m de radio a una potencia de 76.77 kW para una turbina de 10 m de radio. Turbinas con radios mayores a 10 m no son muy comunes en la actualidad, ya que este tipo de turbinas necesitan ser instaladas a mayores profundidades, es decir, más lejos de la costa, además, al ser sus aspas de gran longitud su impacto ambiental y para la vida marina sería mayor.

5.1.3. Influencia de la Velocidad Angular

El objetivo de esta prueba es dar a conocer la influencia que tiene la velocidad angular sobre la eficiencia de una turbina. Para esto, la prueba se va a dividir en dos casos, el primer caso para una turbina pequeña de 4 m de radio y luego el segundo caso para una turbina grande de 10 m de radio. En ambos casos se va a realizar la simulación y diseño de una turbina para tres velocidades angulares diferentes, tomando nuevamente el coeficiente de potencia en porcentaje para medir la eficiencia de la turbina.

En este trabajo, vale aclarar, no se están considerando mecanismos de control que permitan cambios en la velocidad de la turbina. Es decir, en una turbina real y física deben existir mecanismos de control, por ejemplo, si cambia la dirección de la corriente marina la turbina puede comenzar a girar más lento (disminuye la velocidad angular), para esto el mecanismo de control hace girar las aspas de la turbina, o la turbina completa, para alinearla con la dirección de la corriente marina y así tratar de

llegar a la velocidad a la que gira la turbina.

Caso 1: Turbina de 4 metros de radio

Se realizó una simulación para una turbina de 4 metros de radio, a una velocidad de la corriente de 1 m/s, para tres velocidades angulares de 15, 18 y 21 rpm. En la Tabla 5.1 se puede contemplar los resultados obtenidos en la simulación para una turbina de 2, 3 y 4 aspas.

Tabla 5.1: Resultados obtenidos para una turbina de 4 metros.

Velocidad angular	2 Aspas		3 Aspas		4 Aspas	
	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)
15 rpm	11.76	45.6	12.50	48.5	12.90	50.0
18 rpm	12.02	46.6	12.67	49.1	13.00	50.4
21 rpm	12.18	47.2	12.73	49.4	13.01	50.5

Los resultados de la Tabla 5.1 se pueden observar mejor a continuación en la Figura 5.3.

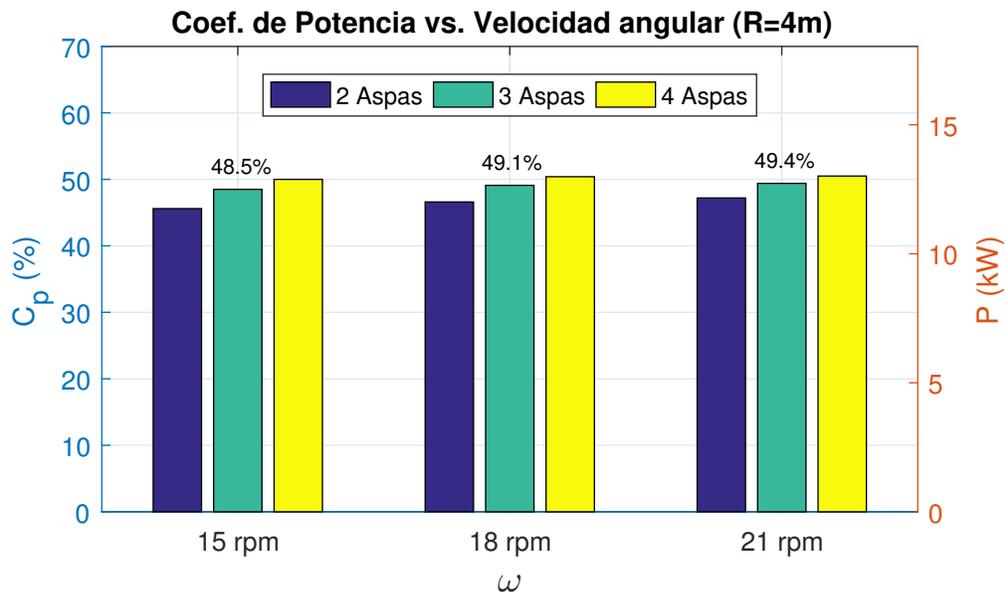


Figura 5.3: Coeficiente de potencia vs. velocidad angular para una turbina de 4 metros de radio.

Como se puede apreciar, la eficiencia de la turbina aumenta ligeramente a medida que se incrementa la velocidad angular ω . Tomando como referencia la turbina de 3 aspas, la eficiencia sube un 0.6% cuando se pasa de una velocidad angular de

15 rpm a 18 rpm, y sube un 0.3% la eficiencia cuando se pasa de 18 rpm a 21 rpm. De igual forma se puede apreciar que la eficiencia aumenta con el número de aspas, comprobando nuevamente la prueba realizada en la sección 5.1.1.

Caso 2: Turbina de 10 metros de radio

En este caso se realizó una simulación para una turbina de 10 metros de radio, de dos, tres y cuatro aspas para velocidades angulares de 15, 18 y 21 rpm, a una velocidad de la corriente de 1 m/s al igual que en el caso anterior. Los resultados de esta simulación se presentan a continuación en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Resultados obtenidos para una turbina de 10 metros.

Velocidad angular	2 Aspas		3 Aspas		4 Aspas	
	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)
15 rpm	75.14	46.6	76.77	47.6	77.54	48.1
18 rpm	73.57	45.6	74.45	46.2	74.93	46.5
21 rpm	71.17	44.2	71.81	44.6	72.15	44.8

En la Figura 5.4, se presentan los resultados de la Tabla 5.2 en forma gráfica.

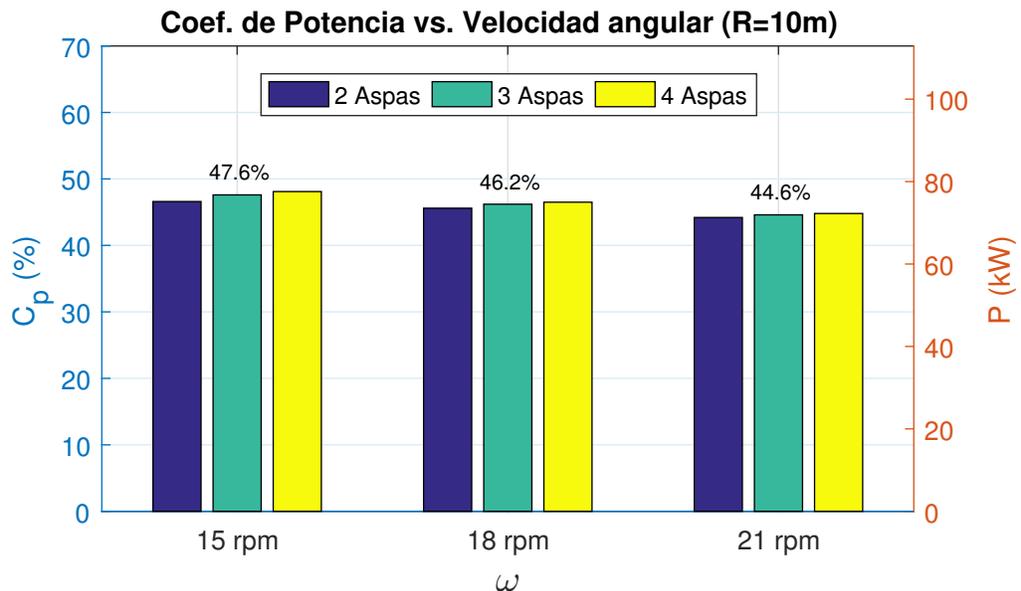


Figura 5.4: Coeficiente de potencia vs. velocidad angular para una turbina de 10 metros de radio.

En este caso a diferencia del caso anterior, la turbina disminuye su eficiencia al aumentar la velocidad angular, reduciendo su eficiencia en un 1.4% al pasar de una

velocidad angular de 15 rpm a 18 rpm, y otro 1.6% al pasar de 18 rpm a 21 rpm, esto tomando nuevamente como referencia la turbina de 3 aspas. Dicho de otra forma, la turbina posee una mejor eficiencia para velocidades angulares bajas; para comprobarlo, se realizó nuevamente la simulación para velocidades angulares de 9 y 12 rpm. En la Tabla 5.3 se muestran los nuevos resultados de la simulación para las velocidades angulares de 9, 12 y 15 rpm.

Tabla 5.3: Resultados obtenidos para una turbina de 10 metros.

Velocidad angular	2 Aspas		3 Aspas		4 Aspas	
	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)	P (kW)	C_p (%)
9 rpm	77.32	48.0	79.85	49.6	81.28	50.5
12 rpm	76.70	47.6	78.72	48.9	79.73	49.5
15 rpm	75.14	46.6	76.77	47.6	77.54	48.1

A continuación en la Figura 5.5 se observa los resultados de la Tabla 5.3.

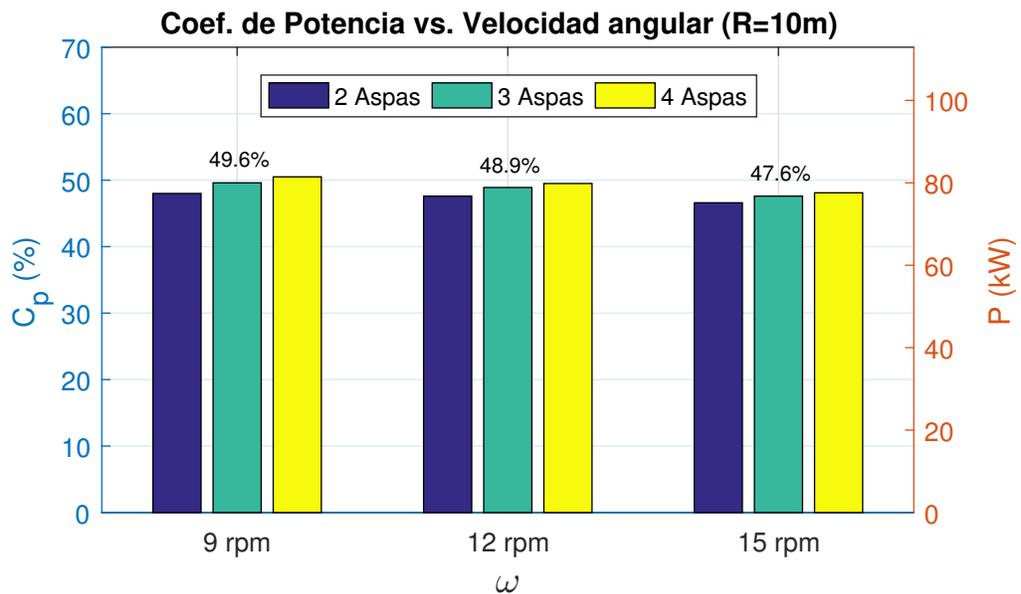


Figura 5.5: Coeficiente de potencia vs. velocidad angular para una turbina de 10 metros de radio.

En la gráfica anterior se aprecia que la turbina posee una mejor eficiencia para una velocidad angular de 9 rpm, exactamente un valor de 49.6%, esta disminuye un 0.7% al aumentar la velocidad angular a 12 rpm, y disminuye en un 1.3% adicional al aumentar la velocidad angular a 15 rpm; por lo tanto se comprueba que para turbinas de radio grande la eficiencia aumenta para velocidades angulares pequeñas. Nuevamente se puede observar que a medida que aumenta el número de aspas la eficiencia de la

turbina se incrementa, teniendo de igual forma un mayor aumento de eficiencia cuando se pasa de dos a tres aspas.

5.2. Elección y Diseño de la Turbina

De acuerdo a los resultados obtenidos en la Sección anterior, se va a proceder a realizar la selección de los parámetros y diseño de una turbina por corrientes marinas. Debido a que se quiere que la turbina esté cerca de la costa, se va a elegir una turbina de radio pequeño, por lo que se decidió realizar la simulación para una turbina con los siguientes parámetros:

- $R = 5$ m
- $N_b = 3$
- $V = 1$ m/s
- $\omega = 1.6755$ rad/s o 16 rpm

De acuerdo a los parámetros anteriores, se realizó el cálculo de la geometría de la turbina utilizando la optimización de Schmitz, representada por el bloque naranja del programa propuesto (Figura 4.2). A continuación, en la Tabla 5.4 se observa la geometría del aspa obtenida aplicando la optimización de Schmitz.

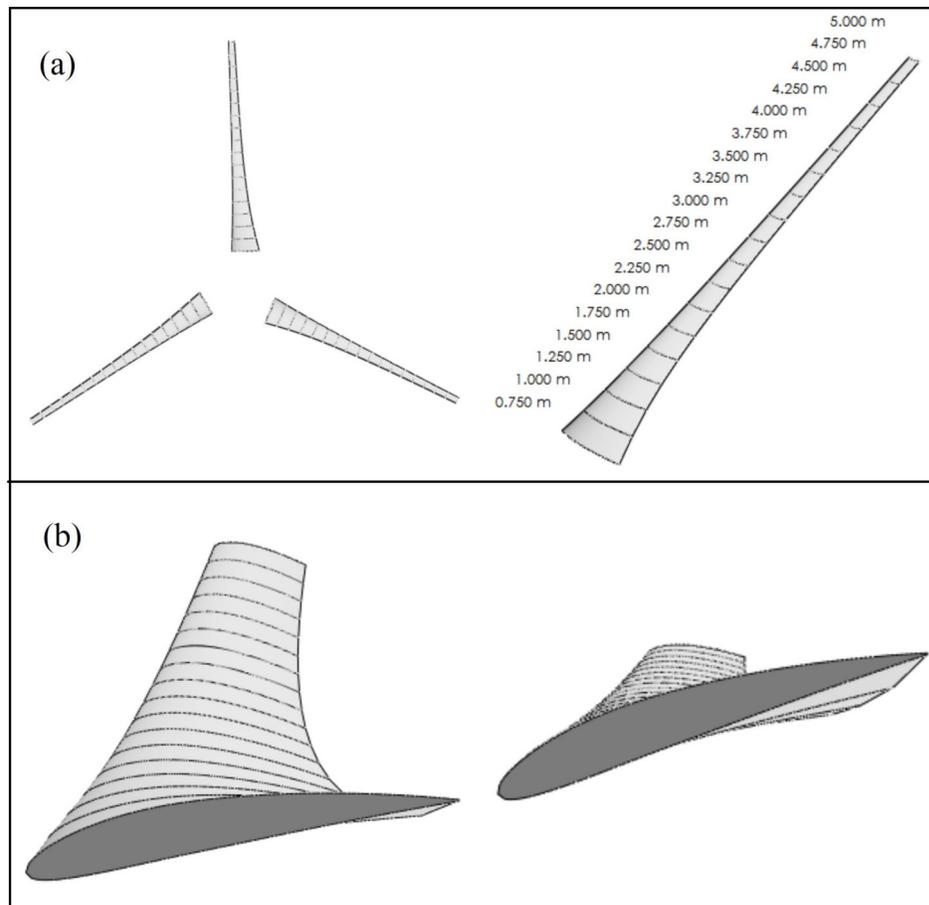
Tabla 5.4: *Parámetros geométricos de la turbina diseñada.*

Número	Radio r (m)	Ángulo de Paso θ (°)	Longitud de Cuerda L_C (m)
1	0.75	20.67	0.56
2	1	15.55	0.48
3	1.25	12.01	0.41
4	1.5	9.46	0.36
5	1.75	7.55	0.31
6	2	6.07	0.28
7	2.25	4.90	0.25
8	2.5	3.95	0.23
9	2.75	3.16	0.21
10	3	2.50	0.19
11	3.25	1.93	0.18
12	3.5	1.45	0.16

Tabla 5.4: *Parámetros geométricos de la turbina diseñada.*

Número	Radio r (m)	Ángulo de Paso θ (°)	Longitud de Cuerda L_C (m)
13	3.75	1.02	0.15
14	4	0.65	0.14
15	4.25	0.32	0.13
16	4.5	0.03	0.13
17	4.75	-0.22	0.12
18	5	-0.46	0.11

Utilizando los parámetros de la Tabla 5.4, y con ayuda del Software QBlade, se creó un modelo tridimensional del aspa diseñada, el cual se muestra en la Figura 5.6 a través de diferentes vistas del aspa.

Figura 5.6: *Vistas del aspa diseñada.*

En la Figura 5.6 (a) se muestra la apariencia general de las tres aspas que componen la turbina y las secciones del aspa. En la Figura 5.6 (b) se observa la sección transversal de aspa con la forma del perfil NACA 4412.

La potencia total disponible por la corriente marina (P_0) para los parámetros de diseño se calcula a partir de la Ecuación (3.9), en donde el área A de la turbina se calcula como el área del círculo que forman los extremos de las aspas, ver Figura 3.6.

$$A = \pi R^2 = \pi(5)^2 = 78.54 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$P_0 = \frac{1}{2}\rho AV^3 = \frac{1}{2}(1025)(78.54)(1^3) = 40.25 \text{ [kW]}$$

Al realizar la simulación de la turbina diseñada, se obtiene una potencia mecánica (P) de **19.89 kW**, Ecuación (3.45), con un coeficiente de potencia (C_p) de **0.4941** o **49.41 %**, para un TSR (λ) de **8.38**, es decir, para los parámetros de diseño, la turbina extrae el 49.41 % de la potencia total disponible por la corriente marina (P_0).

En la Figura 5.7 se muestra la variación del coeficiente de potencia (C_p) para diferentes valores de λ , en donde está marcado el coeficiente de potencia para el TSR de diseño (8.37), y el coeficiente de potencia máximo que puede extraer la turbina, el cual ocurre para un TSR de 11.8.

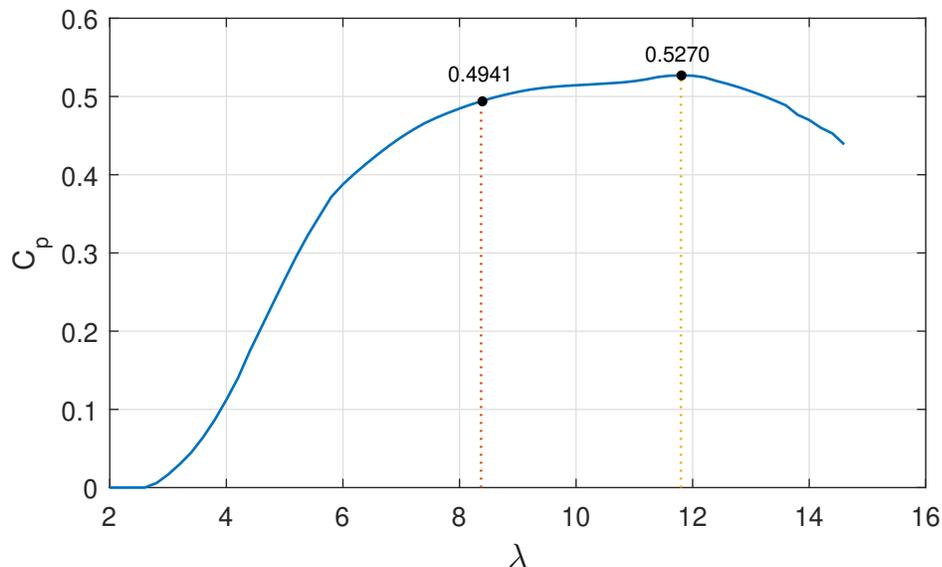


Figura 5.7: Coeficiente de potencia vs. TSR para la turbina diseñada.

De acuerdo a la Figura 5.7, la turbina presenta un máximo coeficiente de

potencia (C_p) de **0.5270** en un TSR de **11.8**, esto quiere decir que la turbina diseñada puede extraer como máximo un **52.70%** de la potencia total disponible por la corriente marina. Por tanto, no importa si la velocidad de corriente marina (V) y la velocidad angular (ω) varían, la turbina diseñada extraerá el mismo porcentaje de potencia como máximo, por ejemplo:

- Para $V = 1$ m/s y $\omega = 2.36$ rad/s o 22.54 rpm. $\lambda = 11.8$, $P_0 = 40.25$ kW, $P = 21.21$ kW, $C_p = 0.5270$
- Para $V = 0.71$ m/s y $\omega = 1.6755$ rad/s o 16 rpm. $\lambda = 11.8$, $P_0 = 14.41$ kW, $P = 7.59$ kW, $C_p = 0.5270$

Nota: El programa falla en el cálculo de los coeficientes de inducción axial y tangencial (a y b respectivamente) para valores altos de λ , cuando la velocidad de corriente (V) es menor al 50% (aproximadamente) de la velocidad de corriente de diseño (V_d), debido a que en estos casos, el cálculo de los coeficientes arroja valores indeterminados (NaN, *Not a Number*, en Matlab). En el caso de la turbina diseñada, el programa falla para valores de λ mayores a 14.8.

A continuación, en la Figura 5.8, se observa la gráfica de Potencia mecánica generada por la turbina (P) en función de la Velocidad de la corriente marina (V) para diferentes valores de velocidades angulares de la turbina (ω), expresadas en este caso en rpm para una mejor comprensión.

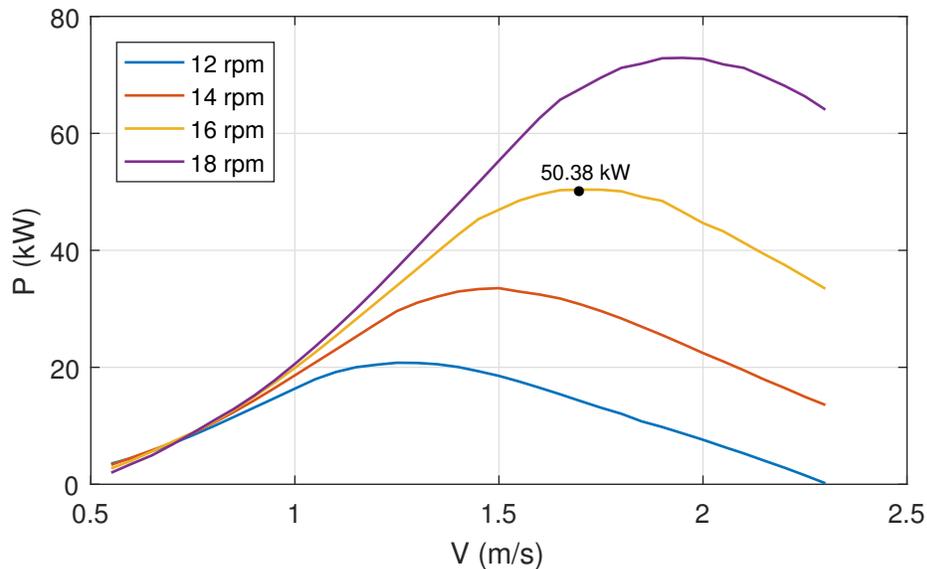


Figura 5.8: Gráfica de Potencia vs. Velocidad para la turbina diseñada.

Como se puede contemplar en la figura anterior, la potencia (mecánica) que extrae la turbina aumenta a medida que se incrementa la velocidad de la corriente y la velocidad angular, teniendo para cada caso un punto donde se extrae la mayor potencia antes de que esta comience a disminuir de nuevo; para el caso de la velocidad angular de diseño, se extrae un máximo de **50.38 kW**, a una velocidad de corriente de 1.7 m/s.

5.3. Acople con el Generador

Una vez realizado el análisis de la turbina, se procedió a realizar el acople de la turbina diseñada con el generador eléctrico, como se muestra en la Figura 5.9. Se configuró el bloque “Permanent Magnet Synchronous Machine” (Bloque naranja) que representa el generador en Simulink con los siguientes parámetros:

- Generador de 3 fases de polos lisos (*Round*).
- Entrada Mecánica: Torque.
- Resistencia del estátor: 0.18Ω .
- Inductancia de armadura: 0.000835 H .
- Flujo magnético: 21.4275 Wb .
- Inercia: 0.0085 kg m^2 .
- Amortiguamiento viscoso: 286.747 N m s .
- Pares de polos: 4.
- Fricción estática: 0 N m .

El bloque “Load” que representa la carga conectada al generador se configura con los parámetros que se muestran a continuación:

- Configuración en estrella (Y).
- Voltaje nominal fase a fase: 120 Vrms .
- Potencia activa: 10 kW .
- Potencia reactiva inductiva y capacitiva: 0 Var .

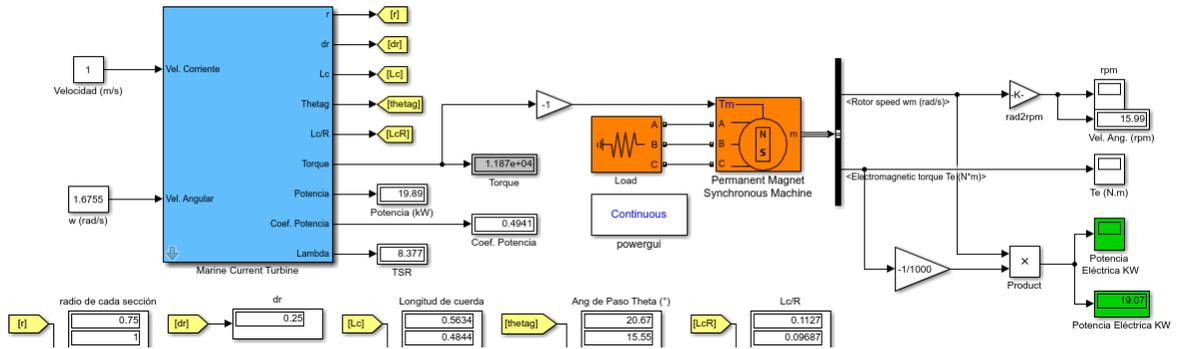


Figura 5.9: Simulación de la turbina con el generador acoplado.

Al realizar la simulación con el generador acoplado, se obtiene una potencia eléctrica de **19.07 kW**, con una pérdida de potencia de **0.82 kW**, lo que representa una pérdida del **4.12 %** respecto a la potencia obtenida de la turbina. La eficiencia del generador es del **95.88 %**. Para una mejor comprensión de los valores obtenidos durante en el proceso de conversión, en la Figura 5.10 se muestra un diagrama de potencia con los valores de potencia y pérdidas de potencia producidas en el proceso de conversión.

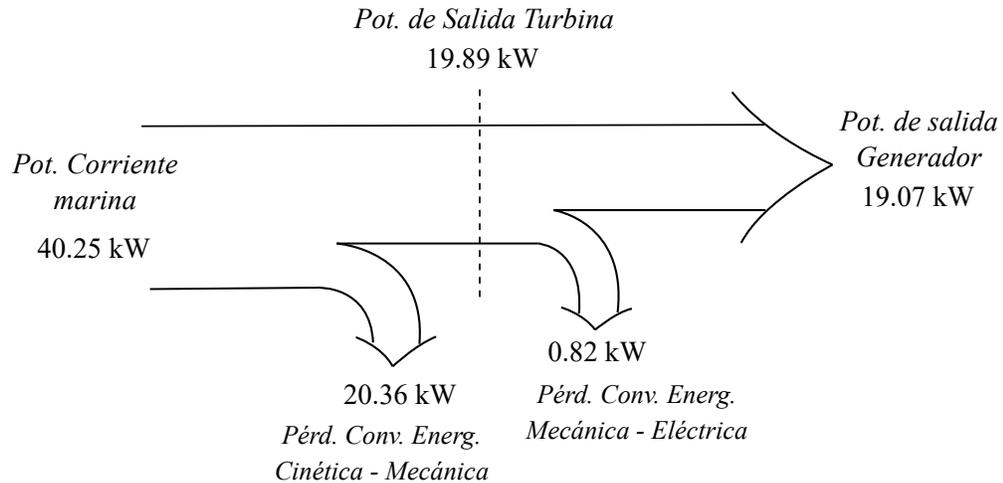


Figura 5.10: Diagrama de potencia del proceso de conversión de energía.

Como se observa en la Figura anterior, para la turbina de 5 metros de radio diseñada se tiene una potencia disponible por la corriente marina de **40.25 kW**, del cual la turbina extrae **19.89 kW**, teniendo una pérdida de **20.36 kW** en el proceso de conversión de energía cinética a energía mecánica. Esta energía mecánica es transformada en energía eléctrica por medio del generador eléctrico (PMSG), del que se obtiene finalmente una potencia eléctrica de **19.07 kW**, con una pérdida de potencia de **0.82 kW**.

La eficiencia total del sistema (turbina - generador) es del **47.38 %**, con una pérdida de potencia total de **21.18 kW**, con la mayoría de estas pérdidas registradas en la turbina. Esto se debe a que teóricamente la máxima cantidad de energía que una turbina puede extraer es el 59 %, de la energía total disponible, Ecuación (3.12) [43], que para la turbina diseñada es del 49.41 %. Las pérdidas de potencia en la turbina se podría disminuir, si se eligiera un perfil aerodinámico con mayor coeficiente de sustentación (por ejemplo perfiles NACA de la serie 6), para aumentar la fuerza de sustentación y por consiguiente la potencia generada.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

En la presente tesis se propuso un modelado y diseño para la captación y conversión de energía por medio de corrientes marinas para aplicaciones de generación distribuida, la cual consta básicamente de una turbina y un generador eléctrico. Se diseñó y modeló una turbina por corrientes marinas de eje horizontal haciendo uso de la Teoría de Elemento de Pala (BEM Theory), y se empleó un Generador Síncrono de Imanes Permanentes conectado directamente a la turbina, todo esto empleando el software de Matlab y Simulink.

Se realizó una revisión de los conceptos básicos para una mejor comprensión del proceso de conversión de energía por medio de corrientes marinas, así como una descripción teórica y matemática de la teoría BEM para la turbina y del PMSG.

Se desarrolló en Matlab un programa que permite el diseño de una turbina marina de eje horizontal, así como el cálculo de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el aspa y que permiten la obtención del torque y potencia mecánica generada por la turbina. Este programa se validó comparándolo con el software QBlade, primero para una turbina de 5 metros de radio y luego para una turbina de 15 metros de radio, obteniendo en ambos casos un error relativo menor al 5%. Como limitación de este programa se tiene que para valores de TSR (λ) muy altos, es decir, cuando se realiza la simulación para valores de velocidad de corriente (V) muy bajas (en un 50%) respecto a la velocidad de diseño (V_d), el programa falla, específicamente en el cálculo de los coeficientes de inducción axial y tangencial.

Al realizar diferentes pruebas en base al programa desarrollado, se obtuvo que la eficiencia de una turbina (y por consiguiente su potencia) incrementa conforme se

aumenta el número de aspas, sin embargo el incremento más significativo ocurre cuando se aumenta el número de aspas de 2 a 3. De igual manera se comprobó que la potencia mecánica generada por una turbina aumenta a medida que se incrementa el radio de la misma, esto debido a que el área de captación de la corriente marina por parte de la turbina es mayor.

De acuerdo a las pruebas realizadas se puede concluir que para turbinas de radio grande es conveniente utilizar velocidades angulares bajas (alrededor de 9 rpm) ya que su eficiencia aumenta para estas velocidades. Caso contrario sucede para turbinas de radio pequeño, en la cual, la eficiencia aumenta al incrementar la velocidad angular, por lo tanto, para turbinas de radio pequeño es conveniente utilizar velocidades angulares altas (alrededor de 21 rpm).

Utilizando el programa desarrollado, se logró diseñar una turbina marina de 3 aspas y 5 metros de radio, para una velocidad (V) de 1 m/s y una velocidad angular (ω) de 1.6755 rad/s o 16 rpm, que genera una potencia mecánica de 19.89 kW y con una eficiencia cercana al 50 %. Al acoplar la turbina con el generador, se obtuvo una potencia eléctrica de 19.07 kW, una eficiencia en el generador mayor al 90 %, y una eficiencia total (turbina - generador) del 47.38 %.

Conforme a los resultados obtenidos, la mayor pérdida de potencia en el proceso de conversión ocurre en la turbina, esto debido a que la máxima cantidad de energía que puede extraer una turbina de la corriente marina es el 0.59 de la misma, es decir, la máxima eficiencia de una turbina es del 59 %, mientras que la eficiencia del generador está arriba del 90 %.

6.2. Trabajos Futuros

Con respecto a la investigación desarrollada hasta el momento, se proponen los siguientes temas como posibles trabajos futuros:

- Validar los resultados obtenidos a través de la implementación de un modelo a escala de la turbina diseñada.
- Realizar un modelo de las corrientes marinas a partir de datos obtenidos del océano.
- Desarrollar un programa para la simulación de una turbina por corrientes marinas para velocidad y dirección de corriente variable. Así como un sistema de control para mejorar la eficiencia de la turbina ante corrientes con velocidad y dirección variable.

Bibliografía

- [1] J. Oviedo Salazar, M. Badii, A. Guillen, and O. Lugo Serrato, “Historia y Uso de Energías Renovables,” *International Journal of Good Conscience*, vol. 10, no. 1, pp. 1–18, 2015.
- [2] F. Posso, “Energía Y Ambiente: Pasado, Presente Y Futuro. Parte Dos: Sistema Energético Basado En Energías Alternativas,” *Geoenseñanza*, vol. 7, no. 12, pp. 54–73, 2002.
- [3] International Energy Agency (IEA), “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016,” tech. rep., IEA, 2016.
- [4] International Energy Agency (IEA), “Tracking Clean Energy Progress 2017,” tech. rep., IEA, 2017.
- [5] J. Tran, “Water — Student Energy.” [Internet]. Disponible en: <https://www.studentenergy.org/topics/hydro>. [Accedido: 04-01-2020].
- [6] Z. Zhou, M. Benbouzid, J. Charpentier, F. Scuiller, and T. Tang, “A review of energy storage technologies for marine current energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 390–400, 2013.
- [7] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), “Renewables 2018: Global Status Report,” tech. rep., REN21, 2018.
- [8] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable capacity statistics 2019,” tech. rep., IRENA, 2019.
- [9] E. García, A. Correcher, E. Quiles, and F. Morant, “Recursos y sistemas energéticos renovables del entorno marino y sus requerimientos de control,” *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, vol. 13, no. 2, pp. 141–161, 2016.
- [10] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2016,” tech. rep., IEA, 2016.

- [11] J. López, *Desarrollo de un dispositivo de conversión de energía de las corrientes marinas*. PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.
- [12] P. Breeze, “Chapter 14 – Marine Power Generation Technologies,” in *Power Generation Technologies*, pp. 287–311, Elsevier Ltd., 2 ed., 2014.
- [13] A. Fischer, L. E. B. D. Almeida, and A. Beluco, “Converting energy from ocean currents,” *International Journal of Research in Engineering and Technology*, vol. 05, no. 03, pp. 220–227, 2016.
- [14] Z. Zhou, M. Benbouzid, J.-F. Charpentier, F. Scuiller, and T. Tang, “Developments in large marine current turbine technologies – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 852–858, 2017.
- [15] S. Ben Elghali, M. Benbouzid, and J. Charpentier, “Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status,” *IEEE*, vol. 2, pp. 1407–1412, 2007.
- [16] F. L. Ponta and P. M. Jacovkis, “Marine-current power generation by diffuser-augmented floating hydro-turbines,” *Renewable Energy*, vol. 33, no. 4, pp. 665–673, 2008.
- [17] P. L. Fraenkel, “Power from marine currents,” *Journal of Power and Energy*, vol. 216, no. 1, pp. 1–14, 2002.
- [18] A. S. Bahaj and L. E. Myers, “Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production,” *Renewable Energy*, vol. 28, no. 14, pp. 2205–2211, 2003.
- [19] L. Wang and J. H. Liu, “Dynamic analysis of a grid-connected marine-current power generation system connected to a distribution system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1798–1805, 2010.
- [20] OES, “An International Vision for Ocean Energy 2017,” tech. rep., Ocean Energy Systems, 2017.
- [21] International Energy Agency (IEA), “Energy Technology Initiatives - 2013,” tech. rep., IEA, 2013.
- [22] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2016,” tech. rep., IEA, 2016.
- [23] A. López-Piñeiro, J. A. Somolinos-Sánchez, L. R. Núñez-Rivas, and J. Valle-Cabezas, “Dynamic behavior of a second generation hydrokinetic converter,” *OCEANS 2011 IEEE - Spain*, no. Fig 1, 2011.
- [24] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195–204, apr 2001.

- [25] A. A. Bayod-Rújula, “Future development of the electricity systems with distributed generation,” *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009.
- [26] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), “Renewables 2017: Global Status Report,” tech. rep., REN21, 2017.
- [27] Aquaret, “Tidal Stream Technologies.” [Internet]. Disponible en: <http://www.aquaret.com/index.html>. [Accedido: 15-01-2020].
- [28] A. López, J. A. Somolinos, and L. R. Núñez, “Modelado energético de convertidores primarios para el aprovechamiento de las energías renovables marinas,” *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, vol. 11, no. 2, pp. 224–235, 2014.
- [29] The European Marine Energy Centre LTD (EMEC), “Tidal Devices.” [Internet]. Disponible en: <http://www.emec.org.uk/marine-energy/tidal-devices/>. [Accedido: 21-01-2020].
- [30] E. Segura, R. Morales, J. A. Somolinos, and A. López, “Techno-economic challenges of tidal energy conversion systems: Current status and trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, no. May 2016, pp. 536–550, 2017.
- [31] S. Chapman, *Máquinas eléctricas*, vol. 53. Mc Graw Hill, 5ta ed., 2012.
- [32] I. Boldea, “Electric Generators and Motors: An Overview,” *IEEE*, vol. 1, no. 1, p. 12, 2017.
- [33] ENDESA EDUCA, “Los generadores eléctricos.” [Internet]. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generador-electrico>. [Accedido: 05-01-2020].
- [34] G. E. Harper, *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. Limusa/Grupo Noriega Editores, 2004.
- [35] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, “Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study,” *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 37, no. 3, pp. 554–563, 2012.
- [36] P. Acharya, A. Papadakis, and M. N. Shaikh, “Modelling and Design of a 3 kW Permanent Magnet Synchronous Generator suitable for Variable Speed Small Wind Turbines,” in *MATEC Web of Conferences*, vol. 55, p. 04001, 2016.
- [37] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. G. Wu, and N. Jenkins, “Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 803–809, 2003.

- [38] A. A. B. Mohd Zin, M. H. Pesaran, A. B. Khairuddin, L. Jahanshaloo, and O. Shariati, “An overview on doubly fed induction generators controls and contributions to wind based electricity generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 692–708, 2013.
- [39] I. H. Abbott and A. E. Von Doenhoff, *Theory of Wing Sections*, vol. 11. 1ra ed., 1959.
- [40] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2nd ed., dec 2009.
- [41] E. Hau, *Wind Turbines*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 3rd ed., 2013.
- [42] S. Pinzón, “El perfil alar y su nomenclatura NACA,” *Ciencia y Poder Aéreo*, vol. 8, no. 1, pp. 26–32, 2013.
- [43] S. Eddine, B. Elghali, S. Member, R. Balme, K. L. Saux, M. El, H. Benbouzid, S. Member, and J. F. Charpentier, “A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine,” vol. 32, no. 4, pp. 786–797, 2007.
- [44] H. A. Madsen, C. Bak, M. Dossing, R. Mikkelsen, and S. Oye, “Validation and modification of the Blade Element Momentum theory based on comparisons with actuator disc simulations,” *Wind Energy*, vol. 13, pp. 373–389, may 2010.
- [45] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2nd ed., may 2011.
- [46] E. Kulunk, “Aerodynamics of HAWTs,” in *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power* (R. Carriveau, ed.), ch. 1 Aerodyna, pp. 3 – 18, InTech, 2011.
- [47] U. Chaudhary, P. Mondal, P. Tripathy, S. K. Nayak, and U. K. Saha, “Modeling and Optimal Design of Small HAWT Blades for Analyzing the Starting Torque Behavior,” in *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, (Guwahati, India), pp. 1–6, IEEE, dec 2014.
- [48] E. Branlard, *Wind Turbine Aerodynamics and Vorticity-Based Methods*, vol. 7 of *Research Topics in Wind Energy*. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [49] S. F. Ramdin, *Prandtl tip loss factor assessed*. Master of science thesis, Delft University of Technology, 2017.
- [50] Y. El Khchine and M. Sriti, “Tip Loss Factor Effects on Aerodynamic Performances of Horizontal Axis Wind Turbine,” in *Energy Procedia*, vol. 118, (Berlin, Germany), pp. 136–140, Elsevier B.V., 2017.

- [51] R. Gasch, J. Maurer, and C. Heilmann, *Wind Power Plants*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2nd ed., 2012.
- [52] MathWorks, “Permanent Magnet Synchronous Machine.” [Internet]. Disponible en: https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/permanentmagnet_synchronousmachine.html. [Accedido: 18-02-2020].
- [53] P. M. Koumba, A. Cheriti, M. L. Doumbia, A. E. M. Bouzid, and H. Chaoui, “Wind Turbine Control Based on a Permanent Magnet Synchronous Generator Connected to an Isolated Electrical Network,” in *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC*, pp. 1–7, 2017.
- [54] Hermann Föttinger Institute, “QBlade.” [Internet]. Disponible en: <http://www.q-blade.org/>. [Accedido: 09-02-2020].
- [55] M. Hepperle, “JavaFoil.” [Internet]. Disponible en: <https://www.mh-aerotools.de/airfoils/javafoil.htm>. [Accedido: 19-02-2020].
- [56] D. Marten, J. Wendler, G. Pechlivanoglou, C. Nayeri, and C. Paschereit, “QBLADE: an open source tool for design and simulation of horizontal and vertical axis wind turbines,” *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, no. 3, pp. 264–269, 2013.
- [57] Massachusetts Institute of Technology (MIT), “XFOIL.” [Internet]. Disponible en: <http://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/>. [Accedido: 19-02-2020].