

Declaratoria

- Yo, Dr. Irvin López García, declaro que aprobé el contenido del presente reporte de Idónea Comunicación de Resultados y doy mi autorización para su publicación en la Biblioteca Digital, así como en el repositorio Institucional Zaloamati de la UAM Azcapotzalco.

Firma _____



- Yo, Dr. Rafael Escarela Pérez, declaro que aprobé el contenido del presente reporte de Idónea Comunicación de Resultados y doy mi autorización para su publicación en la Biblioteca Digital, así como en el repositorio Institucional Zaloamati de la UAM Azcapotzalco.

Firma _____



- Yo, Ing. Oscar Gómez González, doy mi autorización a la Coordinación de Servicios de Información de la Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, para publicar el presente documento en la Biblioteca Digital, así como en el repositorio Institucional Zaloamati de la UAM Azcapotzalco.

Firma _____



Ciudad de México a 3 de febrero de 2022

Jurado asignado:

Presidente: Dr. Gerardo René Espinosa Pérez

Secretario: Dr. Francisco Beltrán Carbajal

Vocal 1: Dr. César Simón López Monsalvo

Vocal 2: Dr. Irvin López García

Ciudad de México, México



Ing. Oscar Gómez González

Nombre y firma del Alumno



Dr. Irvin López García

Departamento de Energía, UAM-A

Nombre y firma del Director de la idónea
comunicación de resultados



Dr. Rafael Escarela Pérez

Departamento de Energía, UAM-A

Nombre y firma del Co-director de la
idónea comunicación de resultados



Control de un aerogenerador de eje horizontal basado en un generador de inducción doblemente alimentado: suministro de potencia a la red eléctrica

En la Ciudad de México, se presentaron virtualmente a las 17:00 horas del día 25 del mes de febrero del año 2022, los suscritos miembros del jurado:

- DR. GERARDO ESPINOZA PEREZ
- DR. IRVIN LOPEZ GARCIA
- DR. CESAR SIMON LOPEZ MONSALVO
- DR. FRANCISCO BELTRAN CARBAJAL



OSCAR GOMEZ GONZALEZ
ALUMNO

Bajo la Presidencia del primero y con carácter de Secretario el último, se reunieron para proceder al Examen de Grado cuya denominación aparece al margen, para la obtención del grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTROMAGNETICA

DE: OSCAR GOMEZ GONZALEZ

y de acuerdo con el artículo 78 fracción III del Reglamento de Estudios Superiores de la Universidad Autónoma Metropolitana, los miembros del jurado resolvieron:

APROBAR

Acto continuo, el presidente del jurado comunicó al interesado el resultado de la evaluación y, en caso aprobatorio, le fue tomada la protesta.

REVISÓ

MTRA. ROSALIA BERRANO DE LA PAZ
DIRECTORA DE SISTEMAS ESCOLARES

DIRECTORA DE LA DIVISION DE CBI

DRA. TERESA MERCIAND HERNANDEZ

PRESIDENTE

DR. GERARDO RENE ESPINOSA PEREZ

VOCAL

DR. IRVIN LOPEZ GARCIA

VOCAL

DR. CESAR SIMON LOPEZ MONSALVO

SECRETARIO

DR. FRANCISCO BELTRAN CARBAJAL

A mis padres.

Oscar Gómez González,
Ciudad de México, 2022

Agradecimientos

A mis padres por apoyarme siempre con mucho amor en todas mis decisiones.

A mis amigos, los que me apoyan desde siempre y los nuevos conocidos en el transcurso de la maestría. No puedo dejar de mencionar a **Ángel** y **Jesús** que me ayudaron mucho desde el primer día y con los que formé un excelente e invencible equipo de trabajo.

A mis asesores, *Dr. Irvin López García* y *Dr. Rafael Escarela Pérez* por sus útiles consejos y dedicación infinita.

A todos los profesores por su gran apoyo, orientación, motivación y también su amistad.

A la Universidad Autónoma Metropolitana, por darme la oportunidad de ser estudiante en esta gran institución.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo brindado mediante la beca de maestría (enero 2020-diciembre 2021).

Resumen

En el presente trabajo se resuelve el problema de controlar un aerogenerador de eje horizontal basado en un generador de inducción doblemente alimentado a través de dos esquemas de control para el despacho seguro de potencia activa y reactiva a la red eléctrica, como se hace típicamente en los sistemas de generación eléctrica convencional. Para ello, se llevó a cabo un análisis detallado de los aspectos constructivos y de operación de este tipo de aerogeneradores. Particularmente, la interacción entre la dinámica de la turbina eólica y la dinámica del generador eléctrico se estudia en términos del impacto de la variabilidad de la velocidad del viento en el proceso de generación y despacho de potencia a la red eléctrica. En un segundo paso, se realiza un análisis de la operación del aerogenerador para la determinación de diferentes zonas seguras de operación cuando se está despachando potencias a la red eléctrica. En específico, se puso énfasis en la seguridad de los devanados del generador eléctrico y la turbina eólica en términos de los límites de calentamiento y límite de velocidad mecánica. Para ello se evaluó la operación del aerogenerador bajo diferentes condiciones de operación, donde se particularizó el impacto que tiene la relación de engranes del subsistema mecánico en el tamaño de las zonas seguras determinadas previamente. Por último, se implementaron dos técnicas de control para el aerogenerador en las zonas seguras de operación determinadas bajo el problema de control de regulación segura de potencia activa y reactiva despachada a la red eléctrica. El primer esquema de control es una estrategia de control clásico tipo PI para las corrientes en el rotor del generador eléctrico y la segunda corresponde a un controlador no lineal diseñado bajo la técnica de control conocida como control basado en pasividad. El objetivo principal de esta evaluación fue la de destacar las ventajas y desventajas de cada una de estas estrategias de control en términos de su implementación y de su prueba formal de estabilidad.

Abstract

In the present work, the problem of controlling a horizontal axis wind turbine based on a doubly fed induction generator is solved through two control schemes for the safe dispatch of active and reactive power to the electrical grid, as is typically done in the conventional electricity generation systems. To do this, a detailed analysis of the construction and operating aspects of this type of wind turbine was carried out. In particular, the interaction between the dynamics of the wind turbine and the dynamics of the electric generator is studied in terms of the impact of the variability of the wind speed in the process of generation and dispatch of power to the electrical grid. In a second step, an analysis of the wind turbine operation is carried out to determine different safe areas of operation when power is being dispatched to the electrical grid. Specifically, emphasis was placed on the safety of the electric generator and wind turbine windings in terms of heating limits and mechanical speed limit. For this, the operation of the wind turbine was evaluated under different operating conditions, where the impact of the gear ratio of the mechanical subsystem on the size of the previously determined safe zones was specified. Lastly, two control techniques were implemented for the wind turbine in the safe areas of operation determined under the problem of control of safe regulation of active and reactive power dispatched to the electrical grid. The first control scheme is a classical PI-type control strategy for the currents in the electric generator rotor and the second corresponds to a non-linear controller designed under the control technique known as passivity-based control. The main objective of this evaluation was to highlight the advantages and disadvantages of each of these control strategies in terms of their implementation and their formal stability test.

Contenido

Resumen	I
Abstract	II
Contenido	III
Índice de Figuras	V
Índice de Tablas	VII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Formulación del problema y justificación	5
1.3.1. Formulación del problema	5
1.3.2. Justificación	5
1.4. Hipótesis	5
1.5. Alcances	5
1.6. Objetivos	6
1.6.1. Objetivo general	6
1.6.2. Objetivos específicos	6
1.7. Organización de la tesis	6
2. Sistema de Conversión de Energía Eólica	8
2.1. Sistema y subsistemas	8
2.2. DFIG	9
2.3. Subsistema mecánico	11
2.3.1. Viento	11
2.3.2. Turbina eólica	13
2.3.3. Caja de engranes	14
2.4. Convertidor de Potencia	15

2.5. Red eléctrica	16
2.6. Balance de potencias	16
3. Zonas seguras de operación	19
3.1. Determinación de las zonas seguras de operación del WECS	19
3.2. Límites de capacidad del DFIG	20
3.3. Análisis del estado estacionario	22
3.3.1. Trabajo con la ecuación mecánica (Método de Newton-Raphson)	23
3.4. Obtención y análisis de las zonas seguras de operación del WECS	25
3.4.1. Variando la relación de engranes r_{gb}	26
3.5. Determinación de perfiles de potencias y viento	29
4. Control de potencias del WECS	32
4.1. Problema de control	33
4.2. Implementación del control PI	34
4.3. Implementación del control pasivo (IDA-PBC)	36
5. Evaluación de los controladores	41
5.1. Modelo desarrollado en el software comercial de aplicaciones de control automático	41
5.2. Evaluación del controlador clásico PI	43
5.2.1. Comportamiento del PI ante una demanda de potencia y velocidad del viento constantes.	45
5.2.2. Comportamiento del PI ante una demanda de potencia y velocidad del viento variables.	47
5.3. Evaluación del controlador pasivo IDA-PBC	49
5.3.1. Comportamiento del IDA-PBC ante una demanda de potencia y velocidad del viento constantes.	50
5.3.2. Comportamiento del IDA-PBC ante una demanda de potencia y velocidad del viento variables.	51
5.4. Resultado	55
6. Conclusiones	56
6.1. Conclusiones	56
6.2. Perspectivas futuras	57
A. Diagrama de bloques	58
Referencias	59

Índice de Figuras

2.1. Subsistemas del aerogenerador.	9
2.2. Velocidad de viento	11
2.3. Regiones de operación de los aerogeneradores.	12
2.4. Coeficiente de potencia C_p a distintos ángulos de ataque.	14
2.5. Flujos de potencias en el WECS.	16
3.1. Estructura aplicada a la derivación de una curva de capacidad de un generador síncrono.	20
3.2. Región segura de operación del DFIG.	21
3.3. Raíces de la ecuación de balance de par a diferentes velocidades del viento.	25
3.4. Zona segura de operación del WECS determinada gráficamente, para una con- dición de operación de: $P_{EN} = 1.2$ MW, $Q_{EN} = 0.25$ MVAR y $r_{gb} = 50$	29
3.5. Perfil de potencias que puede entregar el WECS de forma segura.	30
3.6. Perfil de viento para que se cumpla el primer perfil de potencias.	31
3.7. Segundo perfil de potencias que puede entregar el WECS de forma segura.	31
3.8. Perfil de viento para que se cumpla el segundo perfil de potencias.	32
5.1. Bloque representativo del DFIG en la programación.	42
5.2. Bloque representativo de la turbina eólica en la programación.	42
5.3. Bloque para el cálculo de las referencias de las variables de estado en la progra- mación.	43
5.4. Bloque para el cálculo de los controladores en la programación.	43
5.5. Diagrama de flujo de la programación.	44
5.6. Corrientes del DFIG con controlador PI ante una condición de operación cons- tante.	46
5.7. Velocidad angular del DFIG con controlador PI ante una condición de operación constante.	46
5.8. Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PI ante una condición de operación constante.	47
5.9. Corrientes del DFIG con controlador PI para una condición de operación cons- tante en el marco de referencia real ABC	47

5.10. Corrientes del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables.	48
5.11. Velocidad angular del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables.	49
5.12. Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PI ante condiciones de operación variables.	49
5.13. Corrientes del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables en el marco de referencia real ABC	50
5.14. Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante.	51
5.15. Velocidad angular del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante.	51
5.16. Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con control PBC ante condición de operación constante.	52
5.17. Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante en el marco de referencia real ABC	52
5.18. Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables.	53
5.19. Velocidad angular del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables.	53
5.20. Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PBC ante condiciones de operación variables.	54
5.21. Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables en el marco de referencia real ABC	54
A.1. Esquema del modelo en simulación	58

Índice de Tablas

3.1. Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 2$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.55$ MVAR	27
3.2. Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 1.2$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.25$ MVAR	28
3.3. Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 0.0639$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.0159$ MVAR	28
5.1. Parámetros del Generador.	44
5.2. Parámetros de la Turbina Eólica.	45

1. Introducción

1.1. Motivación

Existen evidencias científicas de que el acceso a la energía moderna, como la electricidad, impulsa el crecimiento económico y progreso humano [1]. Esto se debe a que la disponibilidad de la energía eléctrica tiene un efecto directo sobre la salud, la productividad, la educación, los servicios de comunicación, el abastecimiento de agua potable, y una larga lista de beneficios y servicios.

Actualmente se puede afirmar, sin ninguna duda, que la energía eléctrica está fuertemente ligada al desarrollo humano. Sin embargo, este tipo de energía debe generarse de acuerdo con un conjunto de condiciones muy específicas: un marco fijo de voltaje, frecuencia y fase. La generación de dicha energía se lleva a cabo en plantas de generación de energía (PGE), aquí la energía mecánica se transforma en energía eléctrica mediante el acoplamiento de una turbina (motor primario) a un generador. La naturaleza de la fuente primaria de energía define el tipo de PGE [2]. Históricamente, las principales fuentes de energía que se han utilizado para la generación de electricidad han sido hidráulicas, de combustibles fósiles y nucleares [3]. El uso de combustibles fósiles ha sido la fuente primaria que más se ha explotado en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, en tiempos recientes, se ha argumentado que las fuentes de energía renovables son de suma importancia, tanto para la conciencia ambiental, como para el crecimiento económico de cualquier país [4].

En los últimos años se ha presentado también un crecimiento de la demanda energética y un aumento significativo de los niveles de contaminación. Para resolver la problemática actual y aportar positivamente al desarrollo sostenible, el uso de PGE basadas en fuentes de energía renovable resulta ser la opción viable. En particular la energía eólica está teniendo un aumento considerable y se prevé que seguirá creciendo [5]. La energía eólica ha demostrado ser una alternativa ecológica para la generación de energía eléctrica. Actualmente la capacidad instalada en parques eólicos está dando pasos agigantados, incluso en medio de una contingencia mundial. El 2020 fue el mejor año de la historia para la industria eólica mundial, con un crecimiento interanual del 53%, instalándose más de 93 GW de energía eólica en un año desafiante por el Covid-19, con interrupciones, tanto en la cadena de suministro, como en las construcciones de los proyectos [6].

Las centrales de generación eólica actualmente tienen una gran importancia para la eficiente generación de energía eléctrica y para el planeta en general. Por esto, forman parte de la actual búsqueda de nuevas alternativas con fuentes renovables para generar la energía eléctrica y así evitar la contaminación ambiental que producen las fuentes de generación convencionales por

el uso de combustibles fósiles [7]. Sin embargo, el hecho de que la fuente de energía primaria de estas PGE sea naturalmente variable, implica un reto importante en su control al momento de que interactúan con la red eléctrica [8]. Estas fuentes generadoras pueden traer consigo problemas de inestabilidad de la red, por ejemplo, puede ocurrir que no se disponga de la energía necesaria para cumplir con una cierta demanda de la red eléctrica. Otro problema común con este tipo de PGE es la ocurrencia de huecos de tensión o inestabilidad de voltaje provocado por el problema intrínseco de poder despachar potencia reactiva, la cual ocurre en aerogeneradores que operan bajo el principio de extracción de máxima potencia [5].

Utilizando aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés) y con un control adecuado, se pueden resolver estos problemas. Sin embargo, se ha encontrado que no se ha hecho énfasis en un control seguro de estas PGE en términos de los límites de calentamiento de los devanados del generador y en términos de la velocidad de operación de la turbina eólica.

Por ello, la idea principal en este trabajo es controlar de manera segura este tipo de sistemas de conversión de energía eólica (WECS, por sus siglas en inglés) basados en DFIG para que operen de la misma manera que lo hacen las PGE convencionales bajo condiciones de interconexión con la red eléctrica y aprovechando el rango de velocidad del viento en el que su funcionamiento es seguro en términos mecánicos y eléctricos, como se demuestra en [2].

1.2. Antecedentes

Los aerogeneradores operan en un entorno altamente incierto, desde una perspectiva de control, convirtiéndose en un desafío de ingeniería interesante. Son sistemas con comportamientos altamente no lineales, que presentan múltiples salidas acopladas, se tratan de sistemas subactuados y la interconexión con la red eléctrica es un desafío, si se toman en cuenta todas las perturbaciones que se pueden presentar en la red eléctrica. Además, el viento tiene también un comportamiento no lineal, que involucra problemas de control complicados: electromecánicos, eléctricos, fenómenos electrónicos y mecánicos, entre otros.

Actualmente, se plantea como preferible el funcionamiento a velocidad variable de los WECS. Esto se debe a que se logra una disminución de las tensiones mecánicas en la estructura de la torre, la reducción del ruido acústico y la posibilidad de controlar la potencia activa y reactiva [9]. Por lo tanto, el DFIG debe funcionar en condiciones estrictas y, como consecuencia, debe estar equipada con esquemas de control eficientes [8].

Entre las diferentes alternativas disponibles para la elección del generador eléctrico en un aerogenerador, el DFIG ha demostrado ser una opción adecuada [10,11]. Tiene un alto rendimiento a velocidad variable, se conecta directamente a la red eléctrica desde el devanado del estator, lo que hace que el convertidor de potencia que requiere para su funcionamiento sea menor a su potencia nominal (1/4 de su potencia nominal) [12].

Desde el punto de vista de que los aerogeneradores operen en un mayor rango de velocidad de viento, resulta ser que el DFIG es la mejor opción en comparación a los generadores síncronos de imanes permanentes, por el tamaño del convertidor de potencia que requiere [13]. El hecho también de que se pueda medir todas las variables que rigen la dinámica de este generador eléctrico, ha permitido el desarrollo de mejores algoritmos de control, como el caso del control de potencias entregadas a la red, sin disminuir la eficiencia en la regulación de velocidad [8]. También existen ventajas del DFIG sobre el generador de inducción jaula de ardilla, puesto que éstos no operan en un rango de velocidad de viento amplio, a tal grado que se les conoce como aerogeneradores a velocidad constante, y tampoco pueden contribuir en la estabilidad de

voltaje en la red eléctrica porque generalmente se diseñan para alimentar solamente potencia activa [14].

La mayoría de las estrategias de control implementadas en los sistemas de conversión de energía eólica están diseñadas para aprovechar la potencia máxima disponible en el viento [11, 15]. Si bien, la aplicación de esta estrategia significa que los recursos se utilizan a la máxima capacidad disponible, esto implica algunas dificultades para controlar la energía intercambiada con la red eléctrica, ya que se trata de una fuente de energía no controlada desde el punto de vista del despacho de potencia acordada con la red eléctrica. Por lo tanto, la búsqueda de opciones que puedan ayudar a mantener una producción de potencia constante por debajo de la potencia máxima disponible en el viento, pueden ser de gran utilidad para resolver estos problemas y mejorar la calidad de la energía despachada a la red eléctrica, como se hace con las PGE convencionales.

Controlar un WECS en un modo diferente al de potencia máxima disponible sigue siendo un desafío. En particular, la implementación de técnicas de control de potencia de alto rendimiento exige información en línea de trayectorias de referencia precisas para que la respuesta de los WECS sea como la de plantas generadoras convencionales. Esto es especialmente relevante cuando el objetivo del control es entregar una demanda fija de potencia activa y reactiva a la red eléctrica, independientemente de las variaciones del viento, como se hace a través del control basado en pasividad en [8, 16].

Con respecto a la dinámica de la turbina eólica, en [17] se presenta un análisis en estado estacionario del aerogenerador a través de una función especial llamada función W de Lambert-Generalizada. En este trabajo, se demostró la factibilidad de operación de los WECS basados en un DFIG como una PGE convencional. Además, se pudo determinar las referencias de las variables que rigen la dinámica del aerogenerador, desde la perspectiva de evaluar éstas a partir de la dinámica del DFIG. Sin embargo, la solución propuesta queda en términos de una función que todavía no está disponible en los programas computacionales comerciales que son utilizados para fines de análisis y control del aerogenerador [18]. No obstante, en [2] se propuso un resultado para realizar análisis en estado estacionario de un aerogenerador basado en el DFIG a partir de una función W de Lambert estándar. Sin embargo, esta solución parte de una ecuación de balance de potencia planteada bajo un enfoque conservativo entre la turbina eólica y la red eléctrica. El problema principal con esta ecuación es que se deja fuera la dinámica del DFIG, por lo que la velocidad angular de operación determinada en la solución de esta ecuación no puede corresponder a un equilibrio del DFIG porque el subsistema eléctrico y mecánico del generador eléctrico están acoplados precisamente por esta variable. Por ello, la suposición que se hace en ese trabajo de conocer la velocidad angular del DFIG, si se conoce la velocidad angular de la turbina eólica por medio de una relación proporcional de la relación de engranes, no es válido para determinar una condición de equilibrio para el generador eléctrico. Para resolver el problema de la obtención de equilibrio del DFIG y a partir de ella, considerar la condición de equilibrio del aerogenerador, se utilizó la solución propuesta en [18]. En este trabajo se resuelve el problema a partir de un algoritmo basado en el método de Newton-Raphson que obtiene la solución en línea de la ecuación trascendental planteada a partir de la ecuación mecánica del DFIG, sin la necesidad de tablas o funciones especiales.

En este trabajo se ha realizado una investigación detallada a partir de numerosos artículos científicos que se enfocan en el control de los aerogeneradores basados en el DFIG. Sin embargo, las estrategias de control publicadas, en su mayoría controlan al aerogenerador sin que se pueda ver un énfasis en la seguridad de la misma [19–28]. El interés particular de este trabajo de tesis es poder controlar a este aerogenerador de una manera segura y buscando también que la estrategia de control propuesta sea de fácil implementación. Por ello, a partir del cono-

cimiento adquirido de la revisión de la literatura especializada, se considera que los trabajos que abordan el enfoque de controlar de manera segura al aerogenerador bajo una condición de operación de un PGE convencional son pocos [2, 8, 16, 18, 29, 30]. A continuación, se hace una descripción de los trabajos, que serán las bases de apoyo de esta investigación.

En [8] se presenta un controlador que resuelve el problema de regular el despacho de la potencia activa y reactiva entre el aerogenerador basado en un DFIG y la red eléctrica. Se asumió que el par mecánico aplicado al eje del DFIG era entregado por una turbina eólica, respetando la no linealidad producida por las variaciones de la velocidad del viento. El trabajo concluye que la estructura del controlador propuesto exhibe, desde un punto de vista teórico, la propiedad de estabilidad del punto de equilibrio en lazo cerrado, que corresponde a las potencias deseadas. La limitante del trabajo es que resuelve la ecuación trascendental, que relaciona la no linealidad entre la dinámica de la turbina eólica y el DFIG, fuera de línea y el modelo del par entregado se desarrolló asumiendo que la velocidad del viento varía como una función constante a trozos, considerando el valor medio de las variaciones de la velocidad del viento.

En [18] se propone un algoritmo basado en el método numérico de Newton-Raphson para la solución de la ecuación trascendental que describe el equilibrio de par entre el WECS y la red eléctrica. Se considera que el WECS funciona en una condición diferente a la potencia máxima y se utiliza un controlador basado en pasividad. El balance de par se calcula en línea para alimentar el control y regular la potencia activa y reactiva enviada a la red para diferentes velocidades del viento. Los resultados reportados en este trabajo muestran que el algoritmo propuesto puede proporcionar la velocidad del rotor necesaria para mantener el equilibrio de potencia, y que se calcula en un intervalo de tiempo razonable para tener una entrada oportuna al sistema de control. La principal desventaja es que no considera la operación segura del WECS, ya que no se realiza un análisis para determinar zonas seguras de operación. Esto puede provocar que se dañen los componentes eléctricos y mecánicos del aerogenerador, aunque se estén entregando las demandas correctas de potencias a la red eléctrica.

Por otra parte, aunque no sea una de las bases de apoyo principales de este trabajo, es importante mencionar [31], el cual se refiere a controladores no lineales. En él se presenta una estrategia de control pasivo IDA-PBC (por sus siglas en inglés) para el control de potencia eléctrica en un sistema de generación basado en un DFIG, cuando el par mecánico es proporcionado por un volante de inercia (par mecánico constante), demostrando que el punto de equilibrio del sistema en lazo cerrado es global y exponencialmente estable. En el diseño del controlador pasivo se considera que el par mecánico es independiente del sistema y que la potencia reactiva es igual a cero. Sin embargo, la importancia de este trabajo radica en el proceso de diseño del controlador y en las propiedades de estabilidad que tiene, ya que permiten ver que es posible aplicarlo para controlar flujos de potencia activa y reactiva entre un sistema de generación eléctrica y la red eléctrica.

Así, en este trabajo se calcula en línea la velocidad del rotor necesaria para tener equilibrio mecánico de par entre la turbina eólica y el DFIG. Se determinan varias zonas seguras de operación del WECS para diferentes condiciones de operación del aerogenerador cuando se está despachando potencias a la red eléctrica y se determina el impacto que tiene la relación de engranes del subsistema mecánico en el tamaño de estas zonas seguras. Se aplica directamente un controlador PI y un control basado en pasividad en el WECS y se analiza cómo se afectan sus propiedades de estabilidad y desempeño y se hace una comparación entre ambos métodos destacando las ventajas y limitaciones de cada uno.

1.3. Formulación del problema y justificación

1.3.1. Formulación del problema

En este trabajo se aborda el problema de operar de manera segura a un WECS, basado en un DFIG, de forma que despache la potencia activa y reactiva demandada por la red eléctrica, tal como lo hace una PGE convencional. La intención es lograrlo a pesar de las no linealidades que se presentan en el modelo matemático que describe al WECS, entre las cuales, la no linealidad producida por el carácter variable del viento, es de las más significativas. Además de enfrentar problemáticas típicas de las PGE, como la presencia de múltiples salidas acopladas, ser un sistema sub-actuado, problemas de interconexión con la red eléctrica y posibles perturbaciones de diferente naturaleza. Por lo tanto, se plantea cómo resolver el problema de la regulación de potencias despachadas a la red eléctrica a través del diseño de una estrategia de control para el voltaje en el rotor del DFIG, utilizando una técnica de control PI, mostrando estabilidad interna por cuestiones de implementación y comparando los resultados con los obtenidos aplicando una técnica de control basada en pasividad.

1.3.2. Justificación

El carácter aleatorio del viento y la capacidad creciente de este tipo de sistemas de generación conectados a la red eléctrica requieren de una mejor comprensión de los problemas que surgen debido a la interconexión en condiciones de operación acordadas con la red eléctrica y ante la presencia de perturbaciones provocadas por la propia variabilidad del viento, la red eléctrica y la variación de las potencias demandadas. Para ello, es fundamental poder operar un WECS sujeto a una demanda de potencia variable de la red eléctrica como en el caso de las centrales eléctricas convencionales.

La técnica de control clásica PI que se presenta en esta tesis ofrece una gran versatilidad para la operación del sistema no lineal debido a que para su implementación solo se requiere la medición de las señales de corriente eléctrica en el rotor del DFIG. Controlar la potencia reactiva que demanda la red eléctrica contribuye a mantener un nivel de voltaje estable en el punto de conexión, mejora la calidad de la energía y contribuye a una mejor respuesta del sistema ante variaciones de tensión. Por otra parte, la posibilidad de entregar la potencia activa demandada ayuda al sistema eléctrico a enfrentar los picos de consumo que se presentan durante el día, así como a mantener el balance de potencia en la red cuando la demanda energética es menor.

1.4. Hipótesis

Bajo la consideración de los resultados publicados en [8], donde se demuestra que el sistema en análisis puede ser controlado con la técnica de IDA-PBC, conociendo que es posible determinar zonas seguras de operación y dadas las ventajas de implementación que brinda el controlador clásico PI, entonces es posible controlar de manera segura el WECS a través de una técnica de control Proporcional-Integral (PI).

1.5. Alcances

El alcance de esta investigación se basa en comprobar que usando un controlador clásico PI o un controlador IDA-PBC es posible controlar de forma segura el flujo de potencias activas

y reactivas entre una turbina eólica basada en un DFIG y la red eléctrica. Esto implica las siguientes limitaciones: la velocidad de viento y las potencias demandadas por la red eléctrica se suponen como señales constantes a trozos, parámetros del sistema constantes y conocidos, relación lineal entre encadenamientos de flujo magnético y la corriente eléctrica, inclusión de la dinámica del convertidor de potencia sin considerarla en el diseño del controlador. Particularmente, el alcance del controlador clásico PI es que solo necesita medir las corrientes en el rotor del generador, pero no se puede comprobar formalmente la estabilidad del controlador. Por otra parte, para el controlador IDA-PBC sí existe una prueba formal de estabilidad, pero para su implementación es necesario medir todo el estado del sistema.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo general

Controlar de forma segura un sistema de generación eólica, basado en el generador de inducción doblemente alimentado, que logre entregar la potencia activa y reactiva demandadas por la red eléctrica, tal y como lo hace un sistema de generación eléctrica convencional.

1.6.2. Objetivos específicos

- Establecer un modelo matemático utilizando un software comercial de aplicaciones de control automático para analizar y controlar un sistema de generación eólico, basado en un generador de inducción doblemente alimentado.
- Determinar las zonas seguras de operación y analizar el comportamiento bajo diferentes condiciones de trabajo.
- Implementar un control PI para el sistema de generación eólica en una zona segura de operación.

1.7. Organización de la tesis

Para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos planteados, se desarrolla una metodología de trabajo que se manifiesta en la siguiente estructuración del documento:

En el Capítulo 2 se describen los diferentes subsistemas que componen a un WECS y la dinámica en cada uno de ellos, enfatizando sus propiedades y las posibles simplificaciones que se pueden hacer desde un punto de vista práctico. Se presenta también un análisis de flujo y de balance de potencias cuando se tiene conectado un convertidor de potencia en el rotor del DFIG.

En el Capítulo 3 se analizan los límites de capacidad del DFIG, haciendo énfasis en los detalles que se deben tener en cuenta para determinarlos, como el caso del deslizamiento. Se realiza el análisis en estado estacionario del WECS para la determinación de las referencias de las variables de estado en el equilibrio. Se obtienen varias zonas seguras para diferentes condiciones de operación y se estudia la influencia de la r_{gb} en la amplitud de estas. Finalmente, con los resultados obtenidos se construyen los perfiles de potencia y viento óptimos para el funcionamiento del WECS.

En el Capítulo 4 se presentan la formulación del problema de control de potencias y el diseño del Controlador Basado en Pasividad y del controlador clásico PI.

En el Capítulo 5 se evalúa el desempeño de los dos controladores aplicados utilizando diferentes pruebas. Se establecen comparaciones entre ambos y se analizan las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

Finalmente, en el Capítulo 6 se desarrollan las conclusiones a las que se llegan con este trabajo de tesis, los principales resultados obtenidos y las líneas de investigación abiertas que se tienen a partir de este trabajo.

2. Sistema de Conversión de Energía Eólica

Desde su concepción, los aerogeneradores han ido cambiando en forma, usos, tamaño e incluso en la percepción de la gente ante esta tecnología que se va incrustando en el sistema eléctrico. Un aerogenerador de eje horizontal se caracteriza por girar las palas en dirección perpendicular a la velocidad del viento y su eje de rotación está en paralelo con el suelo. Los sistemas mecánicos y eléctricos están contenidos en un marco llamado góndola, que generalmente se coloca encima de una estructura tubular. La turbina eólica consta de palas que capturan la energía del viento y mueven un eje que generalmente está conectado mecánicamente a una caja de engranes. La caja de engranes es responsable de transformar esa energía mecánica, pasando de baja velocidad y alto par a alta velocidad y bajo par. El generador está conectado a la red eléctrica mediante diferentes disposiciones, ya sea directamente o mediante el convertidor que controla la amplitud de voltaje y la frecuencia [32].

2.1. Sistema y subsistemas

El WECS que se utiliza para este trabajo, desde el punto de vista de sistemas dinámicos está constituido por cuatro subsistemas, ver figura 2.1. Principalmente estos subsistemas se pueden separar en mecánicos y eléctricos. Por ejemplo, la turbina eólica, la dinámica del viento, y la caja de engranajes forman parte del subsistema mecánico. Mientras el DFIG y la red eléctrica son subsistemas eléctricos. El actuador principal para este tipo de WECS equipado con un DFIG, es un convertidor de potencia bidireccional al cual se le da el nombre en inglés de *back-to-back* [33] y conforma un subsistema eléctrico. Por lo tanto, al WECS se le puede representar utilizando solamente el modelo del subsistema del DFIG y los demás subsistemas considerarlos como entradas naturales a este, como se indica en [34]. Esto es válido siempre y cuando se conozcan las dinámicas de todos los subsistemas en cuestión. Desde un punto de vista de modelado, el subsistema mecánico se puede incorporar al modelo si el perfil de viento se supone conocido y se figura a la turbina con un modelo teórico, como los utilizados en [2], [8] y [29]. La red eléctrica se puede modelar como un bus infinito, el cual es ampliamente utilizado para el análisis de la interacción de un sistema de generación con la red eléctrica [3]. Es importante mencionar que se va a considerar que el bus infinito opera en condiciones de operación de estado estacionario, teniendo la capacidad de entregar potencia reactiva. Se asume que el convertidor *back-to-back* es capaz de despachar las potencias necesarias que demande el controlador para el devanado del rotor del generador y a la vez opere en condición de factor de potencia unitario en el lado de la red eléctrica, para que el despacho de potencia reactiva

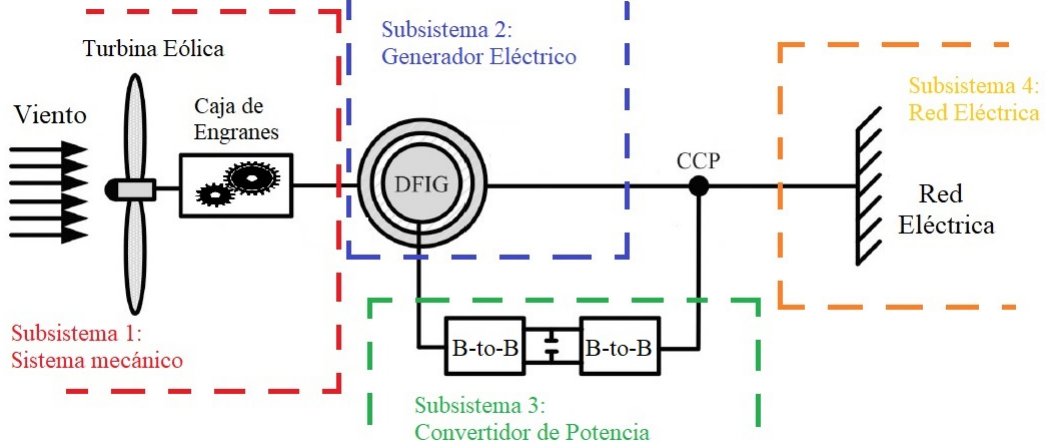


Figura 2.1: Subsistemas del aerogenerador.

se lleve a cabo solo desde el estator del generador. Dicha condición de operación para el convertidor en cuestión es normal para este tipo de WECS, según lo reportado en [2, 18, 30]. Por lo tanto, se pretende acoplar al DFIG en estado estacionario a la turbina mediante la caja de engranes y al sistema de la red eléctrica mediante el punto de conexión común (CCP, por sus siglas en inglés), el cual une los circuitos del estator y rotor incluyendo al convertidor de potencia. De esta manera se busca que la operación mecánica y eléctrica se encuentren dentro de los regímenes de seguridad de los parámetros de operación del sistema de conversión de energía eólica.

2.2. DFIG

Se va a suponer que el DFIG opera en condiciones balanceadas de linealidad en el circuito magnético ya que no se considera la saturación, presenta parámetros constantes los cuales no varían por calentamiento y finalmente fuerza magneto-motriz sin armónicos, como están especificadas en [34]. Por lo tanto, el modelo matemático resultante para el DFIG girando a una velocidad síncrona ω_s , en un marco de referencia $qd0$ y alineada con el vector del voltaje del estator, se optiene aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff en el circuito equivalente de la máquina, tal que:

$$u_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (2.1)$$

$$u_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \quad (2.2)$$

$$u'_{qr} = R'_r i'_{qr} + (\omega_s - \omega_g) \lambda'_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qr} \quad (2.3)$$

$$u'_{dr} = R'_r i'_{dr} - (\omega_s - \omega_g) \lambda'_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{dr} \quad (2.4)$$

donde λ son los encadenamientos de flujo magnético y se definen como:

$$\lambda_{qs} = L_{ls} i_{qs} + L_M (i_{qs} + i'_{qr}) \quad (2.5)$$

$$\lambda_{ds} = L_{ls} i_{ds} + L_M (i_{ds} + i'_{dr}) \quad (2.6)$$

$$\lambda'_{qr} = L'_{lr}i'_{qr} + L_M (i_{qs} + i'_{qr}) \quad (2.7)$$

$$\lambda'_{dr} = L'_{lr}i'_{dr} + L_M (i_{ds} + i'_{dr}) \quad (2.8)$$

Para simplificar el trabajo de análisis con el modelo eléctrico de la máquina en estado estacionario, se sustituyen las variables referidas al devanado primario por sus valores reales utilizando la relación de transformación y se hacen manipulaciones algebraicas para asociar todos los términos con derivadas a la izquierda de la igualdad. De esta forma se obtiene el siguiente modelo equivalente:

$$(L_{ls} + L_M) \frac{d}{dt} i_{qs} + \frac{L_M}{a} \frac{d}{dt} i_{qr} = (u_{qs} - R_s i_{qs}) - \omega_s \left[\left(i_{ds} + \frac{i_{dr}}{a} \right) L_M + L_{ls} i_{ds} \right] \quad (2.9)$$

$$(L_{ls} + L_M) \frac{d}{dt} i_{ds} + \frac{L_M}{a} \frac{d}{dt} i_{dr} = (u_{ds} - R_s i_{ds}) + \omega_s \left[\left(i_{qs} + \frac{i_{qr}}{a} \right) L_M + L_{ls} i_{qs} \right] \quad (2.10)$$

$$\left(L_{lr} + \frac{L_M}{a^2} \right) \frac{d}{dt} i_{qr} + \frac{L_M}{a} \frac{d}{dt} i_{qs} = (u_{qr} - R_r i_{qr}) - \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a} \right) \left[\left(i_{ds} + \frac{i_{dr}}{a} \right) L_M + L_{lr} a i_{dr} \right] \quad (2.11)$$

$$\left(L_{lr} + \frac{L_M}{a^2} \right) \frac{d}{dt} i_{dr} + \frac{L_M}{a} \frac{d}{dt} i_{ds} = (u_{dr} - R_r i_{dr}) + \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a} \right) \left[\left(i_{qs} + \frac{i_{qr}}{a} \right) L_M + L_{lr} a i_{qr} \right], \quad (2.12)$$

donde a es la mencionada relación de transformación dada por $a = N_s/N_r$, con N_s el número de vueltas del estator y N_r el número de vueltas del rotor. Además, L_{ls} y L_{lr} son las inductancias de dispersión del estator y rotor, respectivamente, L_M es la inductancia de magnetización, R_s y R_r son las resistencias de los devanados y las i 's y u 's son las corrientes y voltajes del estator y rotor en el marco $qd0$.

La ecuación que relaciona el par electromagnético de la máquina T_e con la velocidad de la turbina ω_t , considerando que la máquina se encuentra trabajando en modo generador, es:

$$J \left(\frac{2}{P} \right) \frac{d}{dt} \omega_g = T_m(\omega_t, v) - T_e - B \omega_g \quad (2.13)$$

Aquí B es el coeficiente de amortiguamiento y J es la inercia total del sistema de generación. Luego se define r_{gb} , que es la relación de engranes de la turbina y relaciona la velocidad del rotor ω_g con la velocidad de la turbina con la expresión,

$$\omega_g = r_{gb} \omega_t \quad (2.14)$$

El parámetro T_m es el par mecánico entregado al generador por la turbina eólica, el cual aporta una naturaleza trascendental a la expresión. Esto se describirá con mayor detalle en la siguiente sección.

El par electromagnético T_e desarrollado por el generador está dado por la siguiente ecuación descrita en [34].

$$T_e = \frac{3P}{2} L_M \left(i_{qs} \frac{i_{dr}}{a} - i_{ds} \frac{i_{qr}}{a} \right) \quad (2.15)$$

De forma general el subsistema DFIG será el de mayor análisis en este trabajo ya que aquí se encuentra la unidad generadora, la cual se va a controlar directamente y los demás subsistemas se consideran como entradas conocidas. Por ejemplo, en la ecuación (2.13) de balance de par podemos encontrar T_m como la entrada proveniente del subsistema de la turbina eólica, en las

ecuaciones (2.9 - 2.12) del modelo podemos ver las entradas de control u_{qr} y u_{dr} entregadas por el subsistema del convertidor de potencia y finalmente en estas mismas ecuaciones del modelo encontramos a los voltajes del estator u_{qs} y u_{ds} definidos por el subsistema de la red eléctrica que se considera como un bus infinito.

2.3. Subsistema mecánico

2.3.1. Viento

El viento se define como el movimiento de una masa de aire desde un área de alta presión a otra de baja presión. Cabe notar que el viento existe ya que el sol calienta irregularmente la superficie de la Tierra [35]. A medida que sube el aire caliente, el aire que se encuentra más frío se mueve para ocupar el vacío dejado.

De las principales características del viento, la variabilidad que presenta es una de las más estudiadas entre la comunidad de investigadores interesados en usar el viento como fuente de energía [36], la cual adquiere importancia de acuerdo a las condiciones climáticas y geográficas que presente cada región, además que se mantiene en un rango bastante grande de escalas de tiempo [37].

Según lo publicado en [36], la energía cinética almacenada por unidad de volumen se puede calcular como,

$$E_k = \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (2.16)$$

Si se tiene una corriente de aire que pasa a través de un área transversal A , la tasa de flujo es entonces el área multiplicada por la velocidad del viento. Así la potencia que se encuentra en el viento queda definida por

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.17)$$

Si se integra la potencia se puede obtener la energía disponible en el viento. Como se observa en esta ecuación, la velocidad del viento influye cúbicamente a la potencia del viento (P_v), demostrando la razón por la cual, la variabilidad en la velocidad del viento es la característica más importante si se usa como fuente principal de energía.

Para medir las velocidades del viento en una zona determinada se utiliza un dispositivo

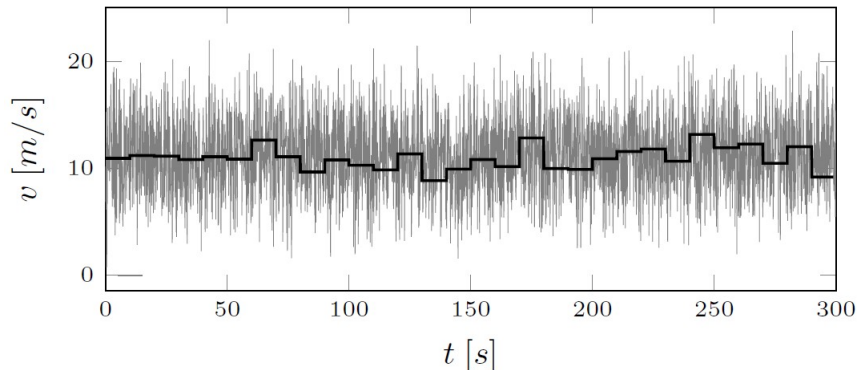


Figura 2.2: Velocidad de viento

llamado anemómetro. Los anemómetros industriales toman muestras cada dos segundos en

intervalos de diez minutos, reportando sólo el promedio de las trescientas mediciones que se tienen para cada intervalo [35]. Además, en este trabajo se utilizará una distribución de Weibull para construir un perfil de viento constante a trozos que representará un escenario casi real de la característica del viento para el WECS. Según [38], en estudios de probabilidades y estadística, la conocida distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua. Se nombra así por Waloddi Weibull, que la dió a conocer detalladamente en el año 1951, pero se conoce que fue descubierta inicialmente por Fréchet (1927) y se aplicó por primera vez por Rosin y Rammler en 1933 para describir la distribución de los tamaños de determinadas partículas. Desde entonces, la distribución de Weibull se ha convertido en una de las distribuciones más citadas de por vida en ingeniería de confiabilidad y otras disciplinas. Describe adecuadamente los tiempos de falla observados de muchos tipos diferentes de componentes y fenómenos. Aplicando esta distribución en la figura 2.2 se muestra el perfil de viento que se utilizará para este trabajo.

Par determinar la región de operación donde se asume que estará trabajando el aerogenerador,

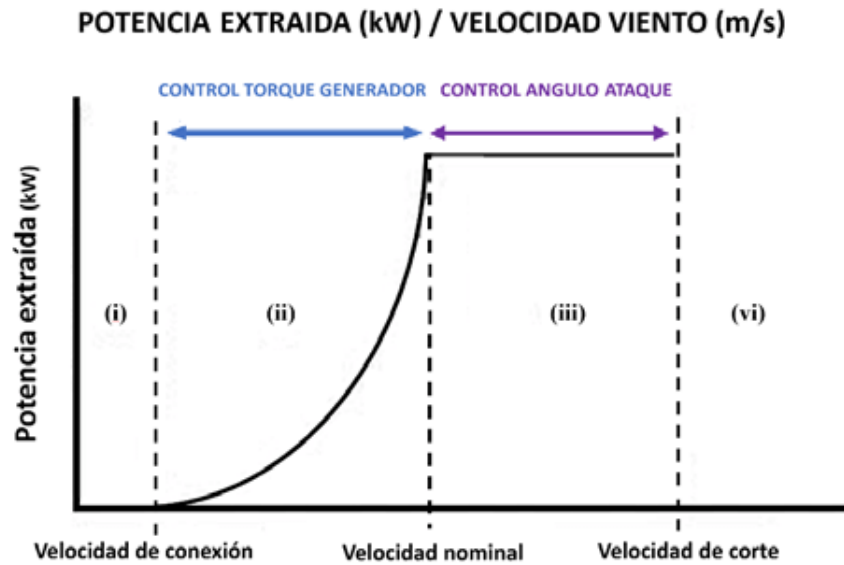


Figura 2.3: Regiones de operación de los aerogeneradores [24].

se analiza el perfil de la figura 2.2 donde se puede hallar una velocidad del viento promedio de 10.8 m/s, lo que se encuentra dentro del rango nominal de velocidades del viento de la turbina que se analizará.

Luego, utilizando la gráfica generalizada de las regiones de operación del WECS propuesta en [24], que se muestra en la figura 2.3, se determina que el WECS empieza a funcionar cuando el viento tiene una velocidad de 3 a 4 m/s (velocidad de conexión) y llega a la máxima producción de potencia con un viento de unos 12 a 13 m/s (velocidad nominal). Suponiendo que el viento es muy intenso, aproximadamente de 25 m/s (velocidad de corte) como velocidad media durante 10 minutos, las turbinas eólicas se detienen por normativas de seguridad.

La forma que adopta este gráfico se debe a la naturaleza de la ecuación de la potencia extraída del viento (P_m) con respecto a la velocidad del viento (v). En la zona (iii), donde cambia la forma de la gráfica a una potencia constante, se está controlando el ángulo de ataque de las palas de la turbina para no sobrepasar la máxima potencia que puede extraer el WECS a una velocidad de viento nominal, de esta forma se protege su funcionamiento.

No es adecuado suponer una operación en la región (i) donde el WECS aún no comienza a generar energía eléctrica por falta de viento, lo que se requiere para este trabajo es suponer que en todo momento se tenga potencia disponible proveniente del viento. Por otra parte, la región (iii) corresponde a la operación de máximo seguimiento de potencia donde el control se centra en controlar el ángulo de ataque, el cual no se analizará en este trabajo. Por lo tanto, en este trabajo lo que se considera es que la velocidad del viento será variable y conocida y que el aerogenerador siempre estará operando dentro de la zona de 3.5 a 15 m/s, la cual corresponde a la región (ii).

2.3.2. Turbina eólica

La potencia entregada por una turbina eólica depende de la interacción entre el rotor de la turbina eólica y el viento. Debido al comportamiento impredecible del viento, un enfoque aceptado para modelar esta interacción es considerar el valor medio de la potencia entregada en términos del valor medio del viento, es decir, no se considera la turbulencia. En estas condiciones, un modelo bien conocido para la potencia mecánica entregada por una turbina eólica, como se indica en [35], es:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2.18)$$

aquí v representa la velocidad del viento, la constante R es el radio del área circular barrida por las palas de la turbina eólica, ρ representa la densidad del aire y $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia de la turbina eólica, que representa la relación entre la potencia extraíble del viento y la potencia mecánica disponible, y es una función de β , el ángulo de inclinación de la pala (ángulo de ataque) y λ , la relación (constante) de velocidad punta (TSR, por sus siglas en inglés), la cual es la relación entre la velocidad lineal en la punta del aspa y la velocidad del viento.

Por otro lado, cuando se considera fijo el ángulo de ataque de las aspas de la turbina a un valor cero ($\beta = 0$) el coeficiente (C_p) depende únicamente del índice de la velocidad punta (λ), proporcionando el máximo coeficiente de potencia posible según la figura 2.4 y lo reportado en [35]. Aún así el límite físico para este coeficiente es de 59.26 % y es conocido como Límite de Betz [39].

Además, en la figura 2.4 se nota que el valor máximo que alcanza el coeficiente de potencia está por debajo del Límite de Betz, ya que una turbina eólica difícilmente alcanzará este límite por cuestiones de diseño y manufactura. Por lo tanto, se utiliza un valor práctico para este coeficiente en turbinas comerciales, que según [35] es de 0.42.

Bajo estas condiciones, una expresión adecuada para el coeficiente de potencia de la turbina eólica se presenta en [40] tal como:

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda} + a_3 \beta + a_4 \beta^{a_5} + a_6 \right) \exp \left(\frac{a_7}{\lambda} \right), \quad (2.19)$$

para la cual se define primeramente la expresión de $\tilde{\lambda}$ descrita en (2.20).

$$\tilde{\lambda} \equiv \left(\frac{1}{\lambda + b_1 \beta} + \frac{b_2}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.20)$$

En estas expresiones, desde a_1 hasta a_7 , así como b_1 y b_2 son constantes conocidas de la turbina eólica. La ecuación (2.19) es una expresión general, pero en este trabajo el coeficiente depende

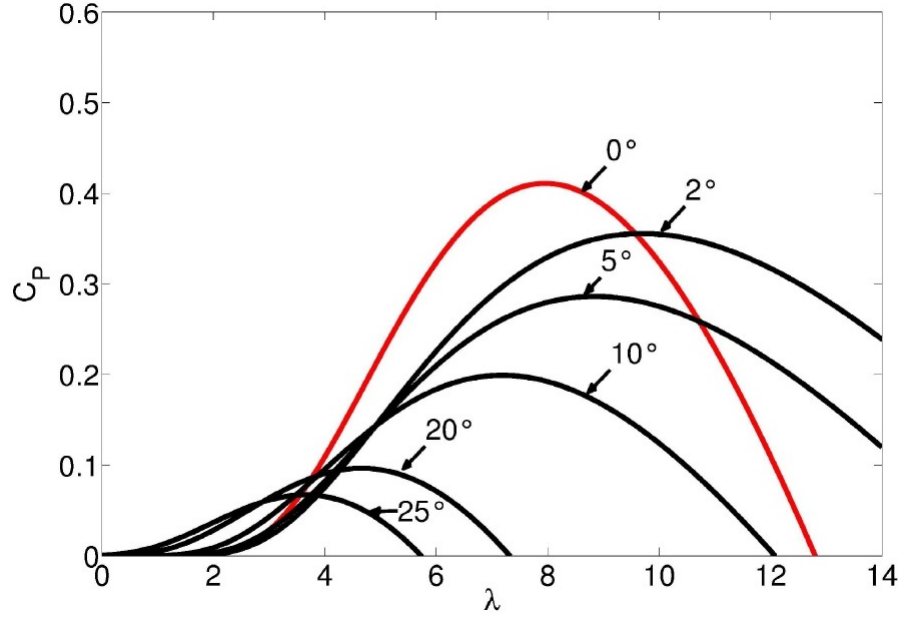


Figura 2.4: Coeficiente de potencia C_p a distintos ángulos de ataque [36].

únicamente del índice de la velocidad de punta (λ),

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v}. \quad (2.21)$$

Las ecuaciones (2.20) y (2.21) ponen en evidencia la naturaleza trascendental de la ecuación del coeficiente de potencia C_p y por ende la dificultad para resolver la ecuación de balance de par como se explicó en la sección anterior.

Despejando ω de (2.21) se puede plantear el par mecánico que va a entregar la turbina eólica en la siguiente ecuación,

$$T_m(\omega_t, v) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_q(\lambda, \beta) \quad (2.22)$$

Se puede observar que se define otro coeficiente para el par mecánico que queda en términos del coeficiente de potencia. Este coeficiente generalmente se especifica cuando el análisis de los WECS se centra en la dinámica de la turbina eólica [36].

$$C_q = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2.23)$$

Sustituyendo en la ecuación (2.22) se obtiene la expresión final para el par mecánico de la turbina eólica, el cual se va a modelar considerando su relación no lineal con la velocidad del viento.

$$T_m(\omega_t, v) = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^2 v^3}{\omega_t} C_p(\lambda, \beta) \quad (2.24)$$

2.3.3. Caja de engranes

Las cajas de engranes son las encargadas de incrementar la velocidad transmitida por el eje de baja velocidad, para cumplir con el requisito del eje de alta velocidad que acciona el

generador. Éstas, soportan todas las vibraciones provocadas por los componentes del lado de la turbina y el viento, junto con todas las fluctuaciones impuestas por la carga a través del generador [41]. La necesidad de este elemento se justifica por el régimen de giro que requiere el rotor eólico y el generador eléctrico que se utiliza. La velocidad de giro de la turbina depende en gran medida del diseño aerodinámico de las palas. Los rotores eólicos modernos, ya sean de velocidad fija o variable, se diseñan con velocidades lineales en la punta de la pala, que pueden variar entre 70 y 80 m/s. Considerando constante este parámetro, se concluye inmediatamente que cuanto mayor sea el diámetro de la máquina y por lo tanto su potencia asignada, menor ha de ser la velocidad de giro del rotor eólico [42].

En este trabajo se va a considerar que la relación de engranes es proporcional, lo que facilita el proceso de análisis ya que conociendo la velocidad de la turbina se puede conocer la velocidad de giro del generador eléctrico y viceversa.

2.4. Convertidor de Potencia

El convertidor de potencia *back-to-back* utilizado para conectar al circuito del rotor del DFIG con el circuito del estator y la red eléctrica en el CCP, está conformado por dos convertidores idénticos tipo fuente de voltaje que se conectan a través de un bus de corriente directa. La principal característica de este convertidor de potencia es el de poder despachar potencia activa de manera bidireccional entre dos fuentes de potencia de corriente alterna (red eléctrica y rotor del generador), con un desacople de la potencia reactiva entre los convertidores tipo fuente de voltaje [43]. La característica bidireccional de la potencia activa en el convertidor obedece al hecho de que los dos convertidores que lo conforman, tanto el que está conectado a la red eléctrica, como el que está conectado al devanado del rotor del generador, pueden operar como rectificador o inversor controlado, según el sentido del flujo de potencia activa que se establezca [44]. Para los PGE que utilizan un GIRD, esta característica es de mucha importancia, ya que en condiciones normales de operación este sistema puede demandar o entregar potencia activa desde el rotor del generador hacia la red eléctrica (operación *subsíncrona* y *supersíncrona*).

La característica de poder desacoplar la potencia reactiva en el convertidor *back-to-back* se debe al hecho de que en el bus de corriente directa CD, donde se acoplan los dos convertidores, solo se maneja potencia activa, haciendo con ello que la potencia reactiva que se tiene, tanto en el convertidor del lado de la red eléctrica, como en el lado del rotor del generador, solo circulen en esos circuitos [36]. Esta característica es la que permite despachar solamente potencia activa hacia la red eléctrica desde el rotor del generador, ya que el convertidor del lado de la red eléctrica se puede controlar para que regule el voltaje en el bus de CD y opere a factor de potencia unitario. Para el caso del convertidor del lado del rotor del generador, éste se controla para que pueda despachar la potencia activa y reactiva necesaria en el rotor, según la condición de operación deseada y los recursos eólicos que se tengan.

Estas características del convertidor de potencia se aprovecharán para el desarrollo de este trabajo. Aquí es donde se encontrará el controlador y se despacharán los voltajes necesarios al rotor del DFIG para cumplir con las demandas de potencias. Además, es importante mencionar que el convertidor se supondrá ideal y no se incluirá su dinámica en el análisis que se va a desarrollar en este trabajo.

2.5. Red eléctrica

Una red eléctrica es una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores. Consiste de tres componentes principales, las plantas generadoras que producen electricidad de combustibles fósiles o combustibles no fósiles, las líneas de transmisión que llevan la electricidad de las plantas generadoras a los centros de demanda y los transformadores que varían el nivel de voltaje para que las líneas de distribución puedan entregarle energía al consumidor final de acuerdo a sus necesidades [45]. Como se mencionó, para este trabajo se va a considerar que la red eléctrica opera como un bus infinito. El bus infinito es una idealización de un sistema de potencia, el cual es tan grande que en él no varían ni el voltaje ni la frecuencia, siendo inmaterial la magnitud de las potencias activas o reactivas que se toman o suministran a él. Puede pensarse en el bus infinito como una supermáquina equivalente de dimensiones increíblemente grandes, que nada que se haga sobre él puede causarle efecto.

2.6. Balance de potencias

El objetivo principal del trabajo es controlar el WECS de forma tal que logre entregar la potencia activa y reactiva demandadas por la red eléctrica, por lo que se debe analizar el comportamiento del balance de potencias en el sistema que se está trabajando.

El generador de inducción de rotor devanado tiene la capacidad de generar potencia tanto por el estator como por el rotor, los puertos del generador eléctrico del estator y del rotor están conectados a la red, éste último se hace a través del convertidor *back-to-back*, por lo que la potencia activa (P_s) que se genera en el devanado del estator del DFIG no es la potencia que se le está entregando a la red eléctrica. En la representación del aerogenerador de la figura 2.5, se muestra un esquema de flujo de potencia (activa y reactiva) para una condición de funcionamiento en la cual se entrega potencia activa a la red eléctrica y se podría entregar o demandar potencia reactiva, considerando que el convertidor de potencia no está equipado con un sistema de almacenamiento [46].

En lugar de regular la potencia en las terminales del estator de la máquina, se controla la

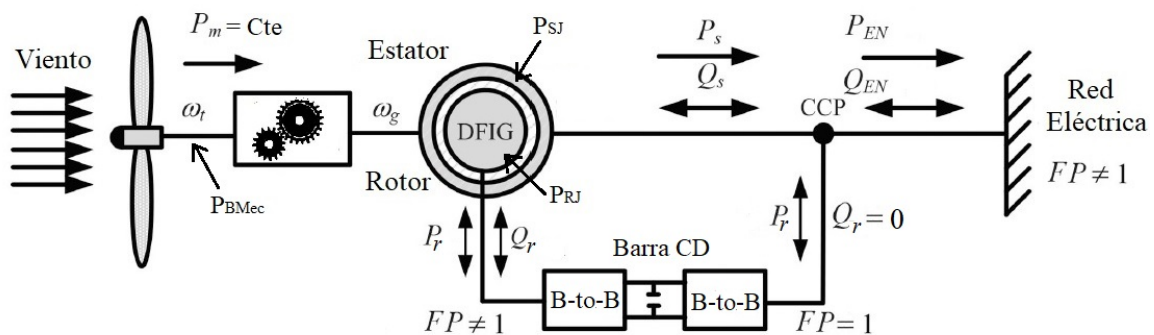


Figura 2.5: Flujos de potencias en el WECS [2].

potencia total inyectada a la red, es decir, tanto la potencia activa como la reactiva se controlan en el punto de conexión común (CCP) compartido por el DFIG y la red. Este es quien determina la potencia tanto activa como reactiva que verdaderamente se le está despachando

a la red eléctrica. Esto está dado por las potencias que se entregan en el rotor y en el estator del DFIG, al igual que de las pérdidas por efecto Joule en cada uno de estos devanados. Por esta razón, la potencia activa (P_{EN}) que realmente se está despachando a la red eléctrica se define como:

$$P_{EN} = P_s \pm P_r - P_{sJ} - P_{rJ} \quad (2.25)$$

donde el signo \pm en la potencia activa del rotor representa el hecho de que un WECS basado en un DFIG puede entregar o demandar potencia activa desde el devanado del rotor de la máquina en dependencia de la velocidad en la que se encuentre operando, ya sean velocidades inferiores al sincronismo (subsíncrona) o superiores al sincronismo (supersíncrona). Los términos P_{sJ} y P_{rJ} son las pérdidas por efecto Joule en el estator y rotor del DFIG, respectivamente. Es importante mencionar que a través de un análisis en estado estacionario del DFIG, se puede establecer una relación entre la potencia activa en el rotor del generador con la potencia activa en el estator. En [12] se demostró que, en un escenario sin pérdidas, la relación entre la potencia del estator y el rotor está en función del deslizamiento tal que:

$$P_r = -sP_s \quad (2.26)$$

donde:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (2.27)$$

Este resultado permite reescribir la potencia activa despachada a la red eléctrica en función de la potencia activa en el devanado del estator, las pérdidas en los devanados y el deslizamiento, como:

$$P_{EN} = P_s (1 - s) - P_{sJ} - P_{rJ} \quad (2.28)$$

Despreciando las pérdidas por efecto Joule, se obtiene la expresión (2.29) que relaciona directamente la potencia activa (P_{EN}) despachada a la red eléctrica con la potencia activa en el estator (P_s) y la velocidad angular del generador (ω_g), si se sustituye la definición del deslizamiento. Este resultado es importante en la aplicación del control para regular las potencias que se van a estar entregando a la red eléctrica.

$$P_{EN} = \left(1 - \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s}\right) P_s \quad (2.29)$$

Luego, debido a la presencia del enlace capacitivo del convertidor *back-to-back*, la potencia reactiva en el CCP es igual a la potencia reactiva del estator.

$$Q_{EN} = Q_s \quad (2.30)$$

Considerando el estator del DFIG en la figura 2.5, como un nodo de conexión y nuevamente realizar un balance de potencia incluyendo otra vez las pérdidas por efecto Joule, se puede definir directamente la potencia activa en el estator en función de la potencia mecánica entregada por la turbina eólica P_m y las pérdidas, de la siguiente manera,

$$P_s = P_m \pm P_r - P_{rJ} - P_{BMec}, \quad (2.31)$$

donde P_{BMec} son las pérdidas mecánicas que se tienen por el coeficiente de fricción (B) considerado. Ahora, sustituyendo (2.31) en (2.25) se tiene que la potencia activa total despachada a la red eléctrica es la potencia mecánica que entrega la turbina eólica, menos todas las pérdidas

en el WECS:

$$P_{EN} = P_m - P_{BMec} - P_{sJ} - P_{rJ} \quad (2.32)$$

En resumen, se puede ver que es muy importante la condición de operación que se desee para el aerogenerador, ya que, si se proponen las potencias en la red eléctrica, estas impondrán la velocidad mecánica de operación, de acuerdo al perfil de la velocidad del viento considerado y no necesariamente será la velocidad mecánica donde la turbina eólica opera en su punto máximo de potencia. Si lo que se quiere es que la turbina eólica trabaje en su punto máximo de operación, se debe dejar libre la potencia activa en el estator para asegurar que la potencia activa total entregada a la red eléctrica sea la potencia mecánica máxima, menos todas las pérdidas, como lo especifica la ecuación (2.32).

Para la potencia reactiva se tiene una diferencia entre la potencia reactiva que circula en el lado del convertidor del *back-to-back* que está conectado al rotor del DFIG y el que está conectado a la red eléctrica, debido a que se supone un acople capacitivo ideal en dicho convertidor. De esta forma se consigue que la potencia reactiva que despacha el estator del generador es la potencia reactiva que se va a despachar a la red eléctrica, ya que la potencia reactiva en el convertidor conectado en el lado de la red eléctrica es cero en este tipo de WECS.

3. Zonas seguras de operación

La zona segura de operación del aerogenerador se especifica por un rango de velocidades del viento, donde se está despachando potencia activa y reactiva a la red eléctrica sin que éste sufra ningún daño. Se tienen en cuenta los límites mecánicos de velocidad angular (rpm), definidos por diseño, a los cuales puede operar sin dañarse la turbina eólica y el rotor del generador. Además, no se descuidan los límites de corrientes que circulan por los devanados del rotor y estator del DFIG para evitar que se dañen los devandos del generador.

Para definir una zona de operación segura, es muy importante tener en cuenta los límites de corriente en los devanados del DFIG, que a su vez dependen de la velocidad del viento de operación del aerogenerador. También es importante que no se sobrepasen los límites de velocidad angular del funcionamiento mecánico de la turbina eólica y el generador. Es decir, los límites de velocidad angular mínima y máxima que se definen por diseño del aerogenerador, para los que no se sufren afectaciones mecánicas en sus componentes móviles.

3.1. Determinación de las zonas seguras de operación del WECS

La determinación de zonas seguras de operación del WECS comienza analizando al sistema desde la turbina eólica hasta el DFIG, para una condición de demanda de potencias de la red eléctrica. Se desarrolla la solución propuesta en [18] junto con un análisis en estado estacionario del WECS. Para calcular la velocidad de la turbina se utiliza el método numérico de Newton Raphson, el cual tiene una rápida convergencia para las condiciones de operación consideradas, y permite su uso en línea para determinar las referencias para la condición de equilibrio del WECS.

Posteriormente, para analizar la turbina eólica se plantea el rango de velocidad de viento que es capaz de soportar sin que se dañen sus partes mecánicas. El rango de velocidades de la turbina que se está analizando se encuentra desde los 3.5 hasta los 12.1 m/s [47].

Dentro del análisis que se hace para la determinación de las zonas seguras de operación del WECS, se hace especial énfasis en la seguridad del DFIG, donde se debe tener cuenta, tanto sus límites mecánicos, como los límites de calentamiento en sus devanados. Los límites máximos de velocidad mecánica y corrientes en los devanados del DFIG están determinados por diseño. Para la velocidad mecánica del rotor, el valor mínimo corresponde a 900 rpm y el valor máximo a 1800 rpm. Para el caso de las corrientes, los valores nominales para el devanado de estator y rotor son 1760 y 1823 A (rms), respectivamente [47]. Debido a que la velocidad mecánica de la turbina eólica depende de la velocidad viento y que la velocidad del DFIG está

relacionada directamente con ésta a través de la relación de engranes, es importante tenerlo en cuenta para que las corrientes en los devanados del DFIG no excedan sus valores nominales y así asegurar que el despacho de potencias a la red eléctrica se esté dando de manera segura para el WECS.

3.2. Límites de capacidad del DFIG

Para un mejor entendimiento de lo que implica operar de manera segura al DFIG, es importante reconocer sus límites desde el punto de vista de su capacidad. Para ello, se parte de la ya bien conocida curva de capacidad de un generador síncrono [48], donde es claro que la capacidad de despacho de potencia reactiva depende de la robustez del devanado de campo del generador.

En la figura 3.1 se presenta la curva de límite de capacidad de campo, donde ϕ y ϕ' corresponden a los ángulos del factor de potencia en atraso y en adelanto, respectivamente. El valor rms nominal para el voltaje y la corriente en la fase a del devanado del estator se indican con U_{sa} e I_{sa} , la reactancia síncrona es X_s , mientras que el voltaje interno en el generador síncrono se indica con E . Las diferencias que se deben de tomar en cuenta del DFIG con respecto al generador síncrono para el planteamiento de sus límites a través de esta curva de capacidad es que el DFIG operará a velocidad variable, a diferencia del generador síncrono, que opera a velocidad constante (velocidad síncrona). Otra diferencia importante es que la dirección de la corriente en el devanado de campo es bidireccional en el caso del DFIG y en el generador síncrono es una sola dirección. Así, de acuerdo a las características de este tipo de generador, el régimen de operación segura del WECS se presenta a través del desarrollo del límite de capacidad total del generador parametrizado por el valor del deslizamiento.

Analizando el estudio realizado en [2], el límite de corriente del estator corresponde a una

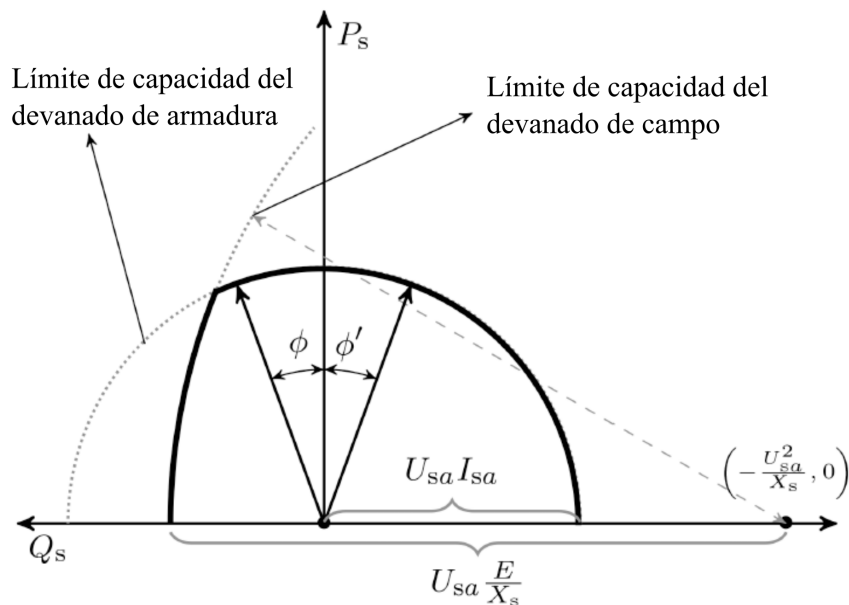


Figura 3.1: Estructura aplicada a la derivación de una curva de capacidad de un generador síncrono [2].

circunferencia centrada en el origen del plano (P_s, Q_s) :

$$C_s(P_s, Q_s) = P_s^2 + Q_s^2 - \rho_s^2(I_s) = 0, \quad (3.1)$$

mientras que el límite de corriente en el rotor es la circunferencia desplazada:

$$C_r(P_s, Q_s) = P_s^2 + (Q_s - Q_0)^2 - \rho_r^2(I_r) = 0, \quad (3.2)$$

donde

$$\rho_s \equiv 3U_s I_s, \quad \rho_r \equiv 3U_s I_r \frac{X_M}{X_s} \text{ y } Q_0 \equiv \frac{3U_s^2}{X_s}.$$

Se debe tener en cuenta que, en general, los radios de las circunferencias (3.1) y (3.2) no son iguales, más aún, suponiendo que $\rho_r \geq \rho_s$ y la variación $0 < Q_0 < \rho_s$.

Como se indica en [12], el límite de capacidad total tiene en cuenta que la potencia activa también puede extraerse del rotor. Por lo tanto, la potencia activa total transferida es la suma $P_s + P_r = (1 - s)P_s$ y se tiene que:

$$C(P_s, Q_s) = [(1 - s)P_s]^2 + [Q_s + Q_0]^2 - \rho_r^2 = 0, \quad (3.3)$$

En este caso, el límite de corriente ya no es una circunferencia sino una familia de elipses donde el deslizamiento parametriza la excentricidad, como se muestra en la figura 3.2.

Un dominio de capacidad típico sería la región entre las curvas s_- y s_+ . Por tanto, las con-

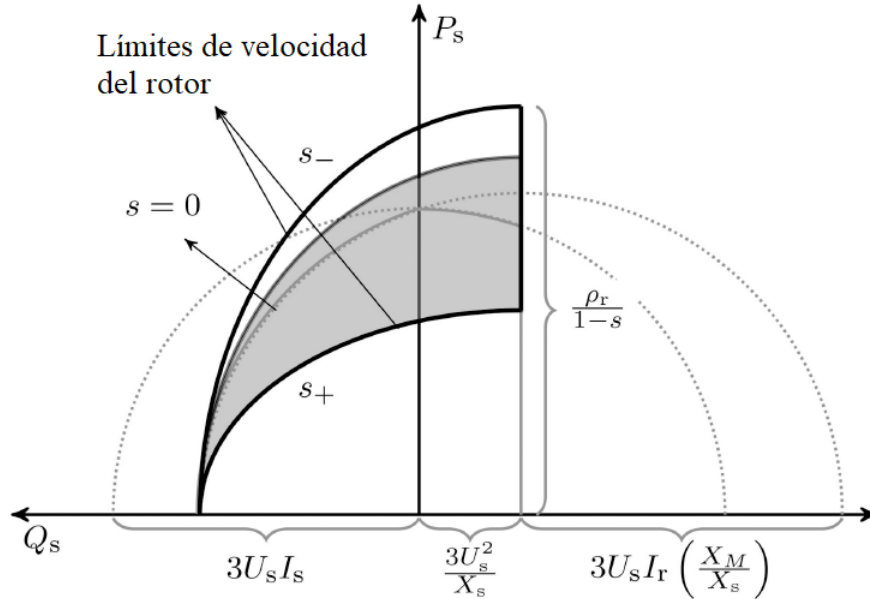


Figura 3.2: Región segura de operación del DFIG [2].

diciones de funcionamiento contenidas en dicha región satisfacen las limitaciones mecánicas impuestas por los datos nominales del WECS. Sin embargo, a diferencia de la máquina síncrona, se deben considerar los límites de corriente en los devanados del estator y del rotor, que a su vez dependen de la velocidad del viento para cada condición de operación, es decir, el rango de viento que permite al WECS satisfacer la demanda de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, la región operativa segura es, en general, un subconjunto de dicho dominio (área sombreada en la figura 3.2).

Lo más importante de este análisis es señalar que los límites de capacidad del DFIG dependen del deslizamiento y este depende de la velocidad de viento, la condición de despacho de potencia a la red eléctrica y de la no linealidad del modelo matemático de la turbina eólica.

3.3. Análisis del estado estacionario

Ahora se analiza bajo qué condiciones es posible encontrar una solución para que el sistema de generación opere de la forma deseada. Este análisis se realiza mediante el estudio del comportamiento de la máquina operando en estado estacionario con el objetivo de identificar los valores requeridos que deben alcanzar las variables de estado del sistema para lograr el funcionamiento deseado. Según el análisis de estabilidad, este procedimiento se basa en encontrar los distintos puntos de equilibrio del modelo en el marco de referencia $dq0$ para un punto de equilibrio asignable, estos son, todos los que cumplan con la condición que se impone. Por la parte del control, poder identificar este punto de equilibrio permite establecer el punto de operación deseado al que se debe estabilizar el WECS para lograr un buen resultado en la solución del problema de control.

Se parte de igualar toda la dinámica del modelo de la máquina a cero quedando las siguientes expresiones:

$$0 = (u_{qs} - R_s i_{qs}^*) - \omega_s \left[\left(i_{ds}^* + \frac{i_{dr}^*}{a} \right) L_M + L_{ls} i_{ds}^* \right] \quad (3.4)$$

$$0 = (u_{ds} - R_s i_{ds}^*) + \omega_s \left[\left(i_{qs}^* + \frac{i_{qr}^*}{a} \right) L_M + L_{ls} i_{qs}^* \right] \quad (3.5)$$

$$0 = (u_{qr} - R_r i_{qr}^*) - \left(\frac{\omega_s - \omega_g^*}{a} \right) \left[\left(i_{ds}^* + \frac{i_{dr}^*}{a} \right) L_M + L_{lr} a i_{dr}^* \right] \quad (3.6)$$

$$0 = (u_{dr} - R_r i_{dr}^*) + \left(\frac{\omega_s - \omega_g^*}{a} \right) \left[\left(i_{qs}^* + \frac{i_{qr}^*}{a} \right) L_M + L_{lr} a i_{qr}^* \right] \quad (3.7)$$

donde el superíndice (*) representa el valor de las variables en operación de equilibrio.

La red eléctrica se modela como un bus infinito, con magnitud representada por $U_{EN} = U_s$, la potencia activa y reactiva del estator representada en el marco de referencia $qd0$ toman la siguiente forma:

$$P_s = \frac{3}{2} U_s i_{qs} \quad \& \quad Q_s = \frac{3}{2} U_s i_{ds} \quad (3.8)$$

Utilizando estas ecuaciones se puede expresar las corrientes del estator en el marco $qd0$ en términos de sus potencias activa y reactiva, es decir,

$$i_{qs}^* = \frac{2P_s^*}{3u_{qs}} \quad \& \quad i_{ds}^* = \frac{2Q_s^*}{3u_{qs}}. \quad (3.9)$$

Aquí, $u_{qs} = \sqrt{2/3} U_s$ donde U_s es el voltaje nominal del estator. Las expresiones de (3.9) se sustituyen en (3.4) y (3.5) respectivamente para hallar los valores de las corrientes deseadas para el equilibrio que circulan por el rotor:

$$i_{qr}^* = -\frac{2}{3} \frac{a}{L_M \omega_s u_{qs}} [P_s^* (L_{ls} + L_M) \omega_s - R_s Q_s^*], \quad (3.10)$$

$$i_{dr}^* = -\frac{2}{3} \frac{a}{L_M \omega_s u_{qs}} \left[Q_s^* (L_{ls} + L_M) \omega_s + R_s P_s^* - \frac{3}{2} u_{qs}^2 \right]. \quad (3.11)$$

Finalmente las ecuaciones de corriente (3.9), (3.10) y (3.11) se sustituyen en las ecuaciones (3.6) y (3.7) para hallar los voltajes del rotor.

$$\begin{aligned} u_{dr} = & \frac{1}{3u_{qs}aL_M\omega_s} [3u_{qs}^2a^2R_r + 2P_s^*(L_{lr}(L_{ls} + L_M)a^2 \\ & + L_{ls}L_M)\omega_s^2 + (((-2L_{lr}P_s^*\omega_g^* - 2Q_s^*R_r)L_M \\ & - 2\omega_g^*P_s^*L_{lr}L_{ls} - 2Q_s^*(L_{lr}R_s + L_{ls}R_r))a^2 \\ & - 2L_M(L_{ls}P_s^*\omega_g^* + R_sQ_s^*))\omega_s \\ & + 2R_s((L_{lr}Q_s^*\omega_g^* - P_s^*R_r)a^2 \\ & + \omega_g^*L_MQ_s^*)], \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} u_{qr} = & \frac{1}{3u_{qs}aL_M\omega_s} [3(\omega_s - \omega_g^*)(L_{lr}a^2 + L_M)u_{qs}^2 \\ & - 2(L_{lr}(L_{ls} + L_M)a^2 + L_{ls}L_M)Q_s^*\omega_s^2 \\ & + (((2L_{lr}Q_s^*\omega_g^* - 2P_s^*R_r)L_M \\ & + (2L_{ls}Q_s^*\omega_g^* - 2R_sP_s^*)L_{lr} - 2P_s^*R_rL_{ls})a^2 \\ & + 2L_M(L_{ls}Q_s^*\omega_g^* - R_sP_s^*))\omega_s \\ & + 2R_s((L_{lr}P_s^*\omega_g^* + Q_s^*R_r)a^2 \\ & + \omega_g^*L_MP_s^*)]. \end{aligned} \quad (3.13)$$

Es importante notar que para calcular estas referencias, al sistema se le dará como entradas los valores de velocidad del viento (v) y de potencias activa y reactiva en la red (P_{EN} y Q_{EN}). Por lo tanto, se debe tener presente la relación que existe entre la potencia activa en la red, la potencia activa en el estator del generador y la velocidad del generador ($P_s = (\omega_s/\omega_g)P_{EN}$). De esta forma se puede asegurar que las referencias de corriente, tanto en el estator como en el rotor y las señales de voltaje en el equilibrio dependen de la velocidad del rotor a la que esté operando el generador (ω_g). Dada esta situación se procede en la siguiente sección a determinar dicha velocidad.

3.3.1. Trabajo con la ecuación mecánica (Método de Newton-Raphson)

El problema fundamental que se tiene cuando se va a resolver la ecuación mecánica es que el par mecánico (T_m), como se analizó en la sección 2.3.2, incluye toda la dinámica de la turbina eólica. Dentro de esta dinámica se encuentra la ecuación del coeficiente de potencia (2.19) y por su naturaleza trascendental transmite esta característica a dicha ecuación que se quiere resolver.

Al igual que con las ecuaciones eléctricas del DFIG, también se parte de igualar a cero la dinámica de la ecuación mecánica (2.13) y así obtener un balance de par en el equilibrio, como a continuación.

$$0 = T_m(\omega_t, v) - T_e - B\omega_g^* \quad (3.14)$$

En esta ecuación tenemos el par proporcionado por la fricción mecánica representada por B , el cual no ofrece ninguna dificultad porque es una cantidad conocida. Luego se presenta el par

electromagnético que se definió en la ecuación (2.15) proveniente de [34]. Pero como se puede observar, dicha ecuación está en función de las corrientes del rotor y el estator del generador. Por lo tanto, se sustituyen las ecuaciones (3.9), (3.10) y (3.11) en la ecuación (2.15) del par electromagnético. Luego de realizar el trabajo algebraico se obtiene la siguiente expresión para el par electromagnético en función de las potencias demandadas y la velocidad del generador.

$$T_e = \frac{1}{\omega_g^*} \left(\frac{PP_{EN}^*}{2} - \frac{PR_s Q_{EN}^* P_{EN}^*}{3u_{qs}^2} \right) - \frac{1}{\omega_g^{*2}} \left(\frac{PR_s \omega_s P_{EN}^{*2}}{3u_{qs}^2} \right) \quad (3.15)$$

Ahora solo queda trabajar con la ecuación del par mecánico, la cual introduce la característica trascendental. Partiendo de que conocemos que la relación de velocidad punta es $\lambda = (\omega_t R)/v$, podemos reescribir la ecuación (2.24) de la siguiente forma:

$$T_m(\omega_t, v) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \frac{C_P}{\lambda}. \quad (3.16)$$

Partiendo de la ecuación (2.19) y de la relación $\omega_g^* = r_{gb} \omega_t^*$, se llega a la siguiente expresión:

$$T_m(\omega_t^*, v) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \left[a_1 a_2 \left(\frac{vr_{gb}}{R} \right)^2 \frac{1}{\omega_g^{*2}} + (a_1 a_2 b_2 + a_1 a_6) \left(\frac{vr_{gb}}{R} \right) \frac{1}{\omega_g^*} \right] e^{\left(\frac{a_7 vr_{gb}}{R \omega_g^*} + a_7 b_2 \right)}. \quad (3.17)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.15) y (3.17) en la ecuación (3.14) se tiene que:

$$0 = C_1 \frac{1}{\omega_g^{*2}} - C_2 \frac{1}{\omega_g^*} + C_3 \left[\left(C_4 \frac{1}{\omega_g^{*2}} + C_5 \frac{1}{\omega_g^*} \right) e^{\left(C_6 \frac{1}{\omega_g^*} + C_7 \right)} \right] - \omega_g^* \quad (3.18)$$

donde las constantes C_1 a C_7 se utilizaron para simplificar la expresión y se definen de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{PR_s \omega_s P_{EN}^{*2}}{3B u_{qs}^2}, & C_2 &= \frac{PP_{EN}^*}{2B} - \frac{PR_s Q_{EN}^* P_{EN}^*}{3B u_{qs}^2}, & C_3 &= \frac{\rho \pi R^3 v^2}{2B}, \\ C_4 &= a_1 a - 2 \left(\frac{vr_{gb}}{R} \right)^2, & C_5 &= (a_1 a_2 b_s + a_1 a_6) \frac{vr_{gb}}{R}, \\ C_6 &= \frac{a_7 vr_{gb}}{R}, & C_7 &= a_7 b_2 \end{aligned}$$

El problema consiste en resolver la ecuación (3.18) para ω_g^* y usar estos valores para encontrar las referencias del DFIG en el equilibrio. En este punto es donde se aplica el método numérico de Newton-Raphson. La figura 3.3 muestra gráficamente la solución de la ecuación (3.18) en función de ω_g para diferentes velocidades del viento; en este caso, los valores de potencia se han fijado en $P_{EN} = 690$ kW y $Q_{EN} = 0$ VAR y se ha usado una relación de engranes de $r_{gb} = 60$. De esta figura se puede ver que existen dos velocidades de rotación que satisfacen el equilibrio de par, esto da como resultado un par mecánico alto y bajo disponible en el eje del WECS. Dado que el DFIG especifica como rango mínimo de velocidad nominal del rotor 94 rad/s, los valores que se consideran útiles para este análisis son las raíces de la derecha en la gráfica.

Además, en la figura 3.3 se puede ver que para velocidades de viento inferiores a 5.97 m/s, con esta condición, no es segura la operación del aerogenerador. Precisamente esto sucede porque no se cumple con el límite nominal de velocidad del rotor antes mencionado.

Matemáticamente, las ecuaciones (3.9), (3.10), (3.11) y (3.18) establecen claramente las condiciones que deben cumplirse para poder despachar las potencias demandadas por la red

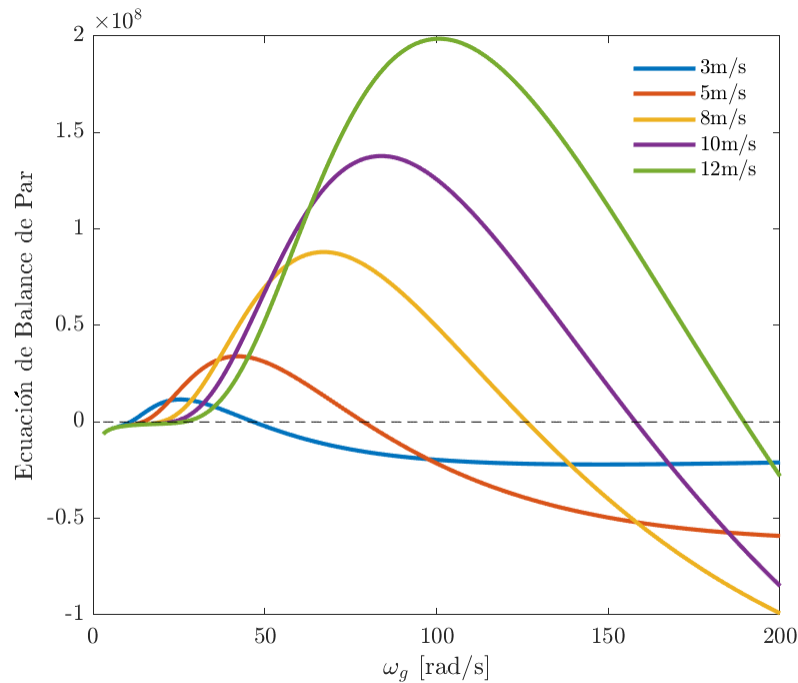


Figura 3.3: Raíces de la ecuación de balance de par a diferentes velocidades del viento.

eléctrica. Bastará con resolver en línea estas ecuaciones para obtener las referencias correctas para las variables de estado y de esta forma cumplan con las condiciones impuestas, las cuales pueden estar variando a trozos como se ha explicado.

3.4. Obtención y análisis de las zonas seguras de operación del WECS

Para la obtención de las zonas seguras del WECS y su análisis, se utilizó el modelo en estado estacionario de la sección 3.3 y el software comercial de métodos numéricos [49]. Teniendo en cuenta los límites descritos anteriormente, se determinan las zonas seguras de operación. Es importante señalar que lo que se busca en este análisis es encontrar zonas seguras más amplias, donde el viento pueda variar aleatoriamente en un rango establecido y aún así el aerogenerador continúe entregando a la red eléctrica las potencias activa y reactivas demandadas. Existen varios parámetros en el sistema del aerogenerador que pueden impactar en el tamaño de dichas zonas seguras. Para este trabajo, se consideró analizar solamente la relación de engranes r_{gb} (gearbox ratio), que es la encargada de incrementar la velocidad transmitida por el eje de baja velocidad, para cumplir con la exigencia del eje de alta velocidad que acciona el generador [41]. Para ello, se considera que el WECS consta de una turbina eólica de 2,4 MW acoplada a un DFIG de 2 MW. Sin pérdida de generalidad, las condiciones de operación examinadas en este estudio están divididas en los siguientes casos:

Caso 1 Se toma el valor máximo de la potencia activa que puede entregar el generador $P_{EN} = 2MW$.

Caso 2 Un valor que corresponde con el 60% del valor máximo $P_{EN} = 1.2MW$.

Caso 3 El valor mínimo de potencia que puede entregar el aerogenerador $P_{EN} = 0.0639MW$, correspondiente a la menor velocidad de viento en el que se puede despachar potencia a la red eléctrica [2].

Cumpliendo con el Código de Red de Los Estados Unidos Mexicanos del 2016 [50], que obliga a las plantas generadoras de este nivel de tensión a conectarse a la red eléctrica con un factor de potencia no menor a 0.95, para cada uno de estos casos de potencia activa, se les asignó un valor de potencia reactiva en adelanto, de cero y en atraso.

Entonces, para cada una de las condiciones de operación se realiza un análisis para un comportamiento en su zona segura de operación al variar r_{gb} .

3.4.1. Variando la relación de engranes r_{gb}

Para este análisis, se evalúa la variación de la relación de engranes en la amplitud de las zonas seguras de operación. Los datos obtenidos se plasmaron en las tablas 3.1, 3.2 y 3.3. Estas tablas presentan las condiciones de operación que se están analizando, dando una potencia activa fija para cada caso y una potencia reactiva que varía con respecto a ésta, proporcionando factores de potencias unitario, en adelanto y en atraso. Luego estas condiciones de las potencias se evalúan para diferentes relaciones de engranes r_{gb} .

Se parte de definir el valor mínimo y máximo de velocidad del viento establecido por el diseño de la turbina eólica. De forma similar, se toman para los límites del generador, la velocidad máxima predefinida a la que puede operar el DFIG como límite superior, y el límite inferior lo determinan las corrientes que circulan por los devanados del rotor y el estator y el límite inferior de velocidad del generador predefinido por diseño. Finalmente se determinan, entre todos estos límites mencionados, los rangos de velocidad del viento mínimos que garantizan la operación segura del WECS.

Los datos obtenidos para el **Caso 1** se muestran en la tabla 3.1. Se escogió la potencia activa máxima que puede entregar el generador de 2 MW, mientras que para la potencia reactiva se escoge primero un valor de 0 MVAR, para analizar el caso de factor de potencia unitario y luego se dan valores de ± 0.55 MVAR, para tener un factor de potencia de 0.96 tanto en adelanto, como en atraso. Estas condiciones cumplen con los requerimientos del código de red mexicano del 2016 [50].

Se comienza a variar en simulación los valores de la relación de engranes para analizar el comportamiento de la zona segura del WECS. Se puede observar que el generador al estar obligado a entregar su potencia nominal, se necesitan altas velocidades del viento para cumplir la demanda, las cuales se acercan cada vez más al límite nominal de velocidad del generador a medida que disminuye r_{gb} . Esta situación provoca que se obtengan zonas seguras muy pequeñas con respecto a los demás casos de estudio y en ocasiones (señaladas de color rojo), no exista ninguna zona segura. Dicha situación indica que el aerogenerador no puede trabajar sin dañarse en esta condición de operación.

Por otra parte, se puede notar que al disminuir la relación de engranes a partir de $r_{gb} = 100$ y tomándola como referencia, las zonas seguras comienzan a aumentar hasta un punto (en este caso se obtiene la máxima amplitud en $r_{gb} = 60$) y luego comienzan a disminuir gradualmente. Incluso, se puede observar que para valores menores de 50 la zona segura de operación se hace negativa y pierde sentido seguir bajando a la relación de engranes. En este caso se nota la reducción de las zonas por el aumento de las corrientes del generador a causa de que tiene que

Tabla 3.1: Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 2$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.55$ MVAR

Condición de operación			r_{gb}	Límites de la Turbina Eólica [m/s]		Límites del Generador [m/s]			Límites Definitivos [m/s]		
P_{EN} [W]	Q_{EN} [VAR]	f_p		v_{min} (Nominal)	v_{max} (Nominal)	v_{min} (Nominal)	v_{min} (Por Corrientes)	v_{max} (Nominal)	Inferior	Superior	Tamaño
$2e^6$	0	1	100	3.5	12.1	3.97	5.85	7.27	5.85	7.27	1.42
$2e^6$	$0.55e^6$	0.96 (atrasado)	100	3.5	12.1	3.97	6.04	7.27	6.04	7.27	1.23
$2e^6$	$-0.55e^6$	0.96 (adelantado)	100	3.5	12.1	3.97	6.73	7.27	6.73	7.27	0.54
$2e^6$	0	1	80	3.5	12.1	4.8	7.23	9.04	7.23	9.04	1.81
$2e^6$	$0.55e^6$	0.96 (atrasado)	80	3.5	12.1	4.8	7.47	9.04	7.47	9.04	1.57
$2e^6$	$-0.55e^6$	0.96 (adelantado)	80	3.5	12.1	4.8	7.85	9.04	7.85	9.04	1.19
$2e^6$	0	1	60	3.5	12.1	6.2	9.56	11.99	9.56	11.99	2.44
$2e^6$	$0.55e^6$	0.96 (atrasado)	60	3.5	12.1	6.2	9.89	11.99	9.89	11.99	2.11
$2e^6$	$-0.55e^6$	0.96 (adelantado)	60	3.5	12.1	6.2	10.41	11.99	10.41	11.99	1.57
$2e^6$	0	1	50	3.5	12.1	7.37	11.43	14.37	11.43	12.1	0.67
$2e^6$	$0.55e^6$	0.96 (atrasado)	50	3.5	12.1	7.37	11.83	14.37	11.83	12.1	0.27
$2e^6$	$-0.55e^6$	0.96 (adelantado)	50	3.5	12.1	7.37	12.45	14.37	12.45	12.1	-0.35
$2e^6$	0	1	40	3.5	12.1	9.12	14.25	17.94	14.25	12.1	-2.15
$2e^6$	$0.55e^6$	0.96 (atrasado)	40	3.5	12.1	9.12	14.75	17.94	14.75	12.1	-2.65
$2e^6$	$-0.55e^6$	0.96 (adelantado)	40	3.5	12.1	9.12	15.53	17.94	15.53	12.1	-3.43

entregar la misma potencia a menores velocidades.

Los resultados obtenidos para el **Caso 2** están reflejados en la tabla 3.2. Aquí la potencia activa es de 1.2 MW, la cual representa un 60% de la potencia nominal del generador. De forma similar para la potencia reactiva, se analiza el caso de factor de potencia unitario y luego para un factor de potencia de 0.98 en atraso y adelanto, esto se logra con una potencia reactiva de ± 0.25 MVAR.

Al disminuir r_{gb} se puede observar que la amplitud de la zona segura comienza a aumentar gradualmente, tomando como referencia $r_{gb} = 100$ y encuentra su máximo valor en un punto intermedio, en este caso cuando $r_{gb} = 60$, para luego comenzar a disminuir nuevamente. Se puede notar que el comportamiento es muy similar al caso anterior, donde la amplitud de la ventana, con la disminución de r_{gb} , primero aumenta y luego se vuelve a hacer más pequeña. Para esta condición de operación, al ser menor la demanda de potencia, se pueden encontrar zonas seguras para todos los casos, con amplitudes notablemente más grandes.

Una característica a destacar es que los límites por diseño del generador siempre influyen de una forma u otra en cada una de las zonas seguras determinadas. Lo que quiere decir que cuando el WECS esté operando en condiciones similares de despacho de potencia se debe prestar especial atención al funcionamiento seguro del DFIG.

Para el **Caso 3** se toma la mínima potencia activa que el generador puede entregar cuando la velocidad del viento es la mínima a la que puede generar el WECS por diseño, la cual tiene un valor de 0.0639 MW. Cumpliendo con el código de red mexicano, se va a entregar un factor de potencia de 1 (potencia reactiva igual a cero) y 0.97 en adelanto y atraso respectivamente, correspondiendo a una potencia reactiva de ± 0.01597 MVAR.

Los resultados obtenidos de variar la relación de engranes se presentan en la tabla 3.3. Lo más significativo para esta condición de operación es que las corrientes del generador no influyen en ninguna de las regiones seguras halladas y se refleja en la tabla con la expresión "No Existe". Al ser la demanda de potencia mínima este parámetro se cumple sin dificultad. Como ya se ha venido observando, el tamaño de la ventana segura aumenta hasta cierto punto cuando se disminuye r_{gb} para luego volver a disminuir. En este caso se alcanza la zona máxima segura con $r_{gb} = 60$. Como es de esperarse, para esta baja demanda de potencia se pueden encontrar

Tabla 3.2: Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 1.2$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.25$ MVAR

Condición de operación		Límites de la Turbina Eólica [m/s]			Límites del Generador [m/s]			Límites Definitivos [m/s]			
P_{EN} [W]	Q_{EN} [VAR]	f_p	r_{gb}	v_{min} (Nominal)	v_{max} (Nominal)	v_{min} (Nominal)	v_{min} (Por Corrientes)	v_{max} (Nominal)	Inferior	Superior	Tamaño
$1.2e^6$	0	1	100	3.5	12.1	3.83	3.68	7.22	3.83	7.22	3.4
$1.2e^6$	$0.25e^6$	0.979 (atrasado)	100	3.5	12.1	3.83	3.7	7.22	3.83	7.22	3.4
$1.2e^6$	$-0.25e^6$	0.979 (adelantado)	100	3.5	12.1	3.83	3.7	7.22	3.83	7.22	3.4
$1.2e^6$	0	1	80	3.5	12.1	4.68	4.48	9	4.68	9	4.32
$1.2e^6$	$0.25e^6$	0.979 (atrasado)	80	3.5	12.1	4.68	4.57	9	4.68	9	4.32
$1.2e^6$	$-0.25e^6$	0.979 (adelantado)	80	3.5	12.1	4.68	4.51	9	4.68	9	4.32
$1.2e^6$	0	1	60	3.5	12.1	6.12	5.84	11.97	6.12	11.97	5.85
$1.2e^6$	$0.25e^6$	0.979 (atrasado)	60	3.5	12.1	6.12	5.88	11.97	6.12	11.97	5.85
$1.2e^6$	$-0.25e^6$	0.979 (adelantado)	60	3.5	12.1	6.12	5.88	11.97	6.12	11.97	5.85
$1.2e^6$	0	1	50	3.5	12.1	7.29	6.95	14.35	7.29	12.1	4.81
$1.2e^6$	$0.25e^6$	0.979 (atrasado)	50	3.5	12.1	7.29	7	14.35	7.29	12.1	4.81
$1.2e^6$	$-0.25e^6$	0.979 (adelantado)	50	3.5	12.1	7.29	7	14.35	7.29	12.1	4.81
$1.2e^6$	0	1	40	3.5	12.1	9.05	8.62	17.92	9.05	12.1	3.05
$1.2e^6$	$0.25e^6$	0.98 (atrasado)	40	3.5	12.1	9.05	8.68	17.92	9.05	12.1	3.05
$1.2e^6$	$-0.25e^6$	0.979 (adelantado)	40	3.5	12.1	9.05	8.68	17.92	9.05	12.1	3.05

Tabla 3.3: Zona segura variando r_{gb} para $P_{EN} = 0.0639$ MW y $Q_{EN} = \pm 0.0159$ MVAR

Condición de operación		Límites de la Turbina Eólica [m/s]			Límites del Generador [m/s]			Límites Definitivos [m/s]			
P_{EN} [W]	Q_{EN} [VAR]	f_p	r_{gb}	v_{min} (Nominal)	v_{max} (Nominal)	v_{min} (Nominal)	v_{min} (Por Corrientes)	v_{max} (Nominal)	Inferior	Superior	Tamaño
63900	0	1	100	3.5	12.1	3.59	No Existe	7.161	3.59	7.16	3.57
63900	15970	0.97 (atrasado)	100	3.5	12.1	3.59	No Existe	7.16	3.59	7.16	3.57
63900	-15970	0.97 (adelantado)	100	3.5	12.1	3.59	No Existe	7.16	3.59	7.16	3.57
63900	0	1	80	3.5	12.1	4.48	No Existe	8.95	4.48	8.95	4.47
63900	15970	0.97 (atrasado)	80	3.5	12.1	4.48	No Existe	8.95	4.48	8.95	4.47
63900	-15970	0.97 (adelantado)	80	3.5	12.1	4.48	No Existe	8.95	4.48	8.95	4.47
63900	0	1	60	3.5	12.1	5.97	No Existe	11.93	5.97	11.93	5.96
63900	15970	0.97 (atrasado)	60	3.5	12.1	5.97	No Existe	11.93	5.97	11.93	5.96
63900	-15970	0.97 (adelantado)	60	3.5	12.1	5.97	No Existe	11.93	5.97	11.93	5.96
63900	0	1	50	3.5	12.1	7.16	No Existe	14.32	7.16	12.1	4.94
63900	15970	0.97 (atrasado)	50	3.5	12.1	7.16	No Existe	14.32	7.16	12.1	4.94
63900	-15970	0.97 (adelantado)	50	3.5	12.1	7.16	No Existe	14.32	7.16	12.1	4.94
63900	0	1	40	3.5	12.1	8.95	No Existe	17.89	8.95	12.1	3.15
63900	15970	0.97 (atrasado)	40	3.5	12.1	8.95	No Existe	17.9	8.95	12.1	3.15
63900	-15970	0.97 (adelantado)	40	3.5	12.1	8.95	No Existe	17.9	8.95	12.1	3.15

mayores zonas seguras de operación del WECS que oscilan entre amplitudes de 3.571 m/s hasta 5.962 m/s.

Aquí se debe prestar mayor atención a los límites mecánicos de velocidad angular del generador, que en este WECS en particular, son mucho menores que los límites mecánicos de la turbina eólica.

De forma general, el inconveniente de analizar la r_{gb} radica en que no es un parámetro variable una vez que el aerogenerador está en funcionamiento, su análisis es importante para el diseño de la turbina teniendo en cuenta a las velocidades de viento que esta pudiera operar y las demandas típicas de potencia que estará entregando al sistema eléctrico, en dependencia de la región geográfica dónde se instale el aerogenerador.

Para poder observar gráficamente una de las zonas seguras encontradas, se muestra en la figura 3.4 la zona segura correspondiente a la condición de operación de $P_{EN} = 1.2$ MW, $Q_{EN} = 0.25$ MVAR y $r_{gb} = 50$. Se escogió esta condición de operación porque en ella se puede

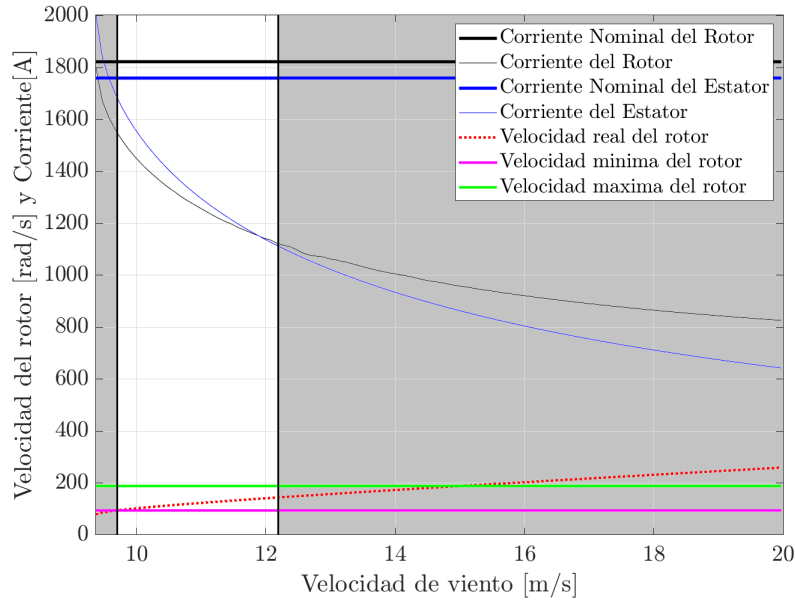


Figura 3.4: Zona segura de operación del WECS determinada gráficamente, para una condición de operación de: $P_{EN} = 1.2 \text{ MW}$, $Q_{EN} = 0.25 \text{ MVAR}$ y $r_{gb} = 50$.

identificar gráficamente cada uno de los límites mencionados que intervienen en la amplitud de las zonas seguras. Donde se cortan la velocidad real del rotor del generador (línea roja punteada), con la velocidad mínima del rotor (línea violeta), es el límite mínimo nominal de velocidad del generador y donde se corta con la velocidad máxima del rotor (línea roja), es el límite máximo nominal de velocidad del generador. Los límites de velocidad de la turbina eólica se identifican directamente sobre el eje de abscisas, donde se ubican las velocidades del viento. Los límites por corriente se encuentran donde se cruzan las corrientes nominales del rotor y el estator (líneas gruesas horizontales negra y azul, respectivamente), con los valores reales de corriente (curvas finas de color negro para el rotor y azul para el estator). Conociendo estos límites, se determina la zona segura de operación del WECS, que es la región clara de la figura y la región sombreada corresponde a valores de viento inseguros.

Este trabajo de búsqueda y análisis de las zonas seguras del WECS, no solo es importante para nuestro propósito de controlar la entrega de potencia a la red eléctrica, también aporta información muy importante para el diseño y coordinación de las protecciones eléctricas que actúan en el aerogenerador. Los datos proporcionados serán la base de la coordinación efectiva de dichas protecciones, que serán las encargadas de evitar que el WECS trabaje fuera de las zonas seguras determinadas y pueda resultar dañado el sistema.

3.5. Determinación de perfiles de potencias y viento

Hasta ahora se han determinado varias zonas seguras de operación para el WECS, cuyo objetivo es determinar bajo qué condiciones el aerogenerador podía despachar de forma segura diferentes demandas de potencias a la red eléctrica y buscar que lo hiciera dentro del mayor rango de viento posible. Pero la utilidad de este estudio no termina ahí, con los resultados obtenidos se pueden determinar diferentes perfiles de potencias que podría estar demandando la red eléctrica en un intervalo de tiempo determinado. Con esto se logra que el WECS que

se está analizando trabajo de forma muy similar a como lo haría en condiciones reales de operación.

El objetivo general del trabajo es controlar de forma segura al WECS para que logre entregar

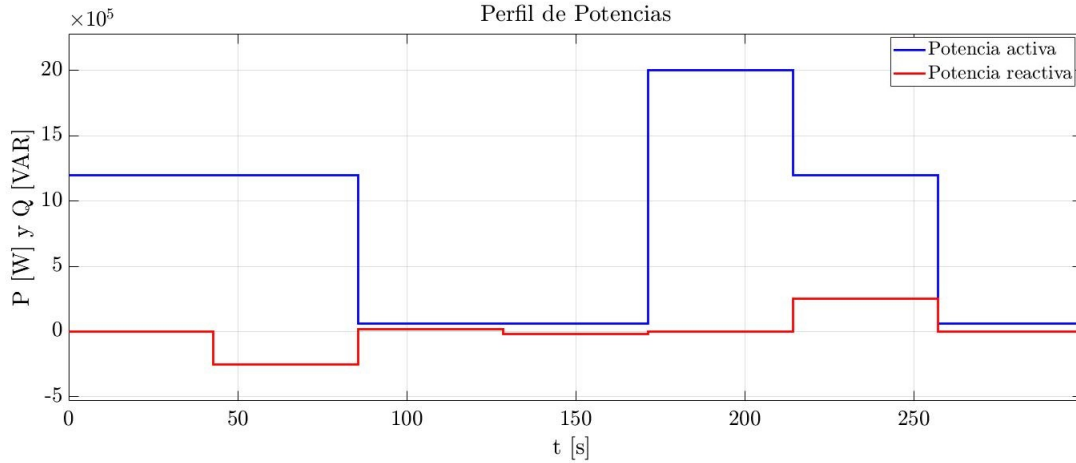


Figura 3.5: Perfil de potencias que puede entregar el WECS de forma segura.

las potencias activas y reactivas demandadas por la red eléctrica. Por esta razón, no se pueden exigir demandas de potencias al aerogenerador que no pueda cumplirlas de forma segura. Por lo tanto, el objetivo principal de esta sección es determinar perfiles de demanda de potencias activas y reactivas que el aerogenerador pueda suministrar de forma segura y que representen una operación del WECS lo más cercana a la realidad posible. Además, hallar los perfiles de viento necesarios para cumplir con estas gráficas de demandas de potencias.

Para conformar el primer perfil, mostrado en la figura 3.5, nos basamos en gráficas de demandas de potencias reales para México presentadas en [51]. Se hizo una aproximación de la forma de estos gráficos que abarcan las 24 horas del día a los 300 segundos que dura nuestra simulación. La potencia activa, representada en color azul, es la que cumple con dichos perfiles y la potencia reactiva, representada en color rojo, se varía de forma aleatoria para analizar diferentes escenarios de trabajo.

Es importante señalar que todas las potencias, tanto activa, como reactiva se tomaron de las tablas de la sección anterior, con $r_{gb} = 60$.

No es suficiente considerar únicamente los perfiles de potencia para garantizar la operación segura del WECS, se debe también representar para cada una de las demandas el comportamiento de la velocidad del viento y así garantizar definitivamente la operación segura. Por esta razón en la figura 3.6 se muestra un perfil de viento, el cual indica un promedio de velocidad donde puede estar la velocidad del viento para cada una de las demandas de potencias del perfil de la figura 3.5. Para construirlo se tomaron los datos de las tablas analizadas en este capítulo y se usó en la distribución de Weibull para lograr obtener un perfil de viento constante a trozos que representa un escenario casi real de la característica del viento para el WECS. De forma similar se construyeron los perfiles de potencia y viento de las figuras 3.7 y 3.8. Con el objetivo de tener otros casos de estudio y profundizar aún más en el análisis del WECS.

Con todo el análisis realizado durante el capítulo, se determinaron varias zonas seguras de operación del WECS. Esto permite conocer mucho mejor el sistema que se está trabajando. Finalmente se determinaron los perfiles de potencias que simulan el comportamiento de la

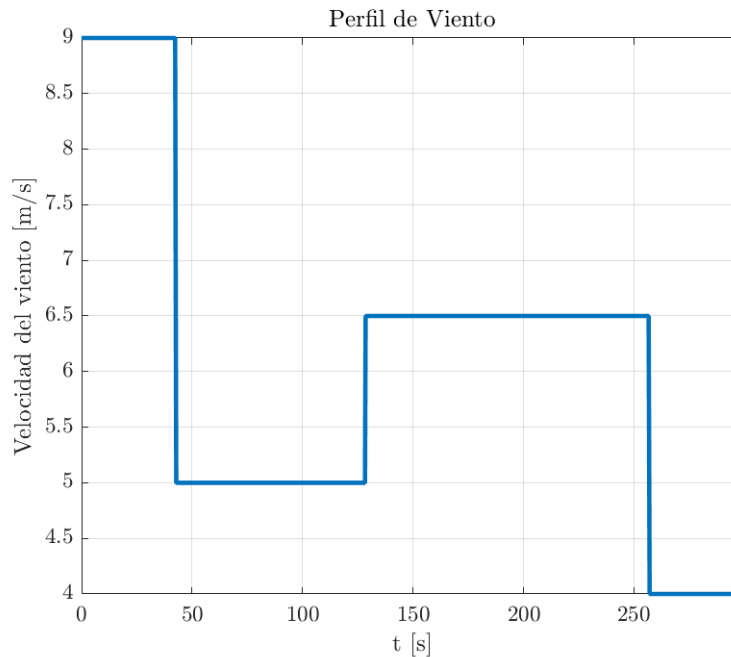


Figura 3.6: Perfil de viento para que se cumpla el primer perfil de potencias.

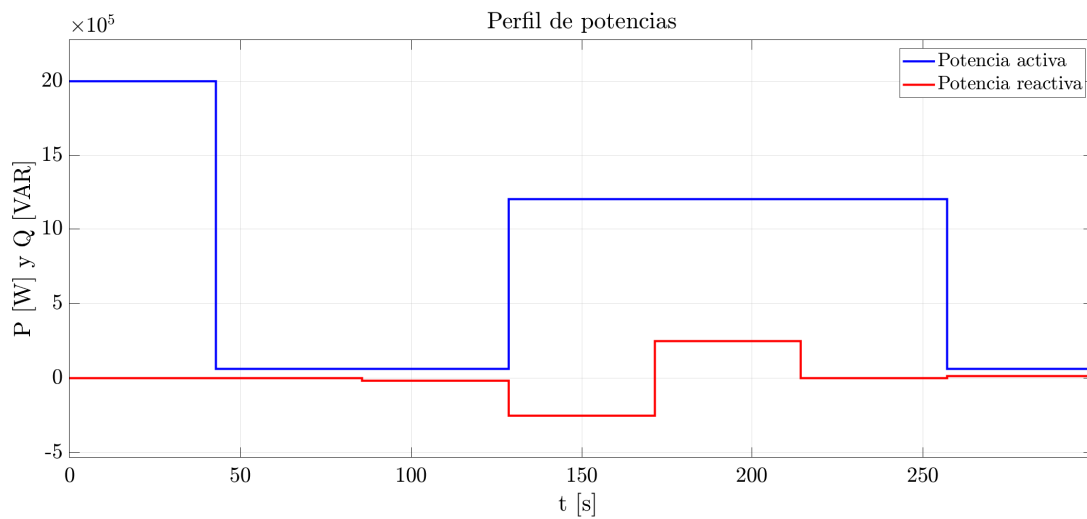


Figura 3.7: Segundo perfil de potencias que puede entregar el WECS de forma segura.

demanda de la red eléctrica. Además, se hallaron los perfiles de viento correspondientes para cada demanda de potencias, de forma tal, que se conoce como puede estar variando la velocidad del viento para que el aerogenerador despache la demanda de potencia de forma segura para el WECS. Estos resultados abren paso a la siguiente etapa del trabajo, que es controlar al aerogenerador de forma segura.

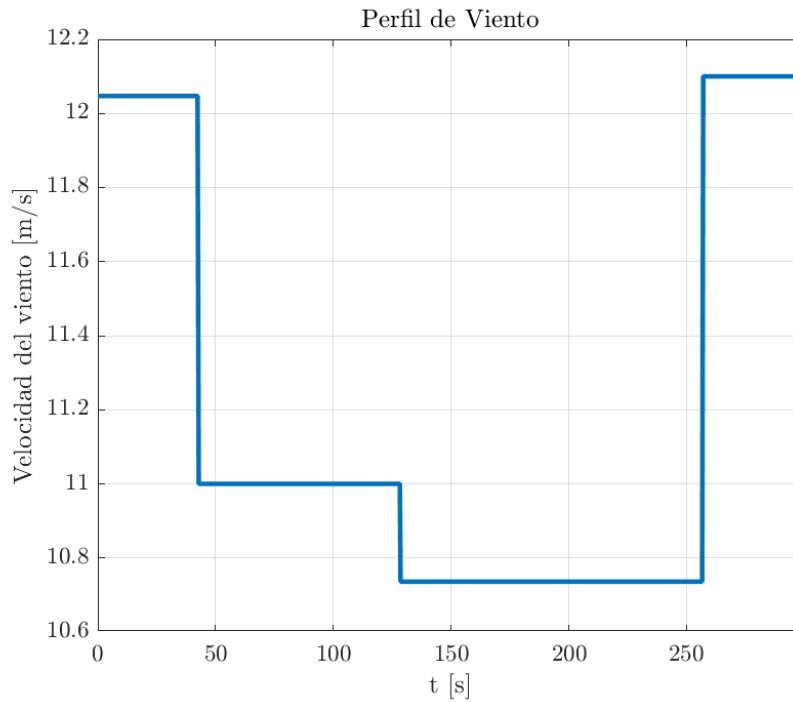


Figura 3.8: Perfil de viento para que se cumpla el segundo perfil de potencias.

4. Control de potencias del WECS

El objetivo de este capítulo es proponer una estrategia de control basada en un controlador Proporcional-Integral (PI) para las corrientes en el rotor del DFIG, que logre regular el intercambio de potencias entre el aerogenerador y la red eléctrica. Posteriormente, se mostrará que los resultados obtenidos con el controlador PI concuerdan con los resultados obtenidos con el controlador no lineal basado en la técnica de Control Basado en Pasividad propuesto en [8]. Anteriormente se determinaron varias zonas seguras de operación del DFIG en las cuales se supondrá que estará trabajando el sistema eólico en todo momento. Para realizar este proceso se utiliza el software comercial [49], principalmente en su ambiente de simulación. En este caso el modelo del DFIG se trabaja en estado dinámico. Se analizará el comportamiento del sistema con ambas estrategias de control y se comparará el desempeño de las mismas, resaltando sus ventajas y desventajas desde un punto de vista teórico y de implementación.

4.1. Problema de control

Teniendo en cuenta los resultados de los trabajos [8] y [18], el problema de control en este trabajo se plantea de la siguiente manera:

Considere que el WECS está operando en una zona de segura y que la dinámica del WECS se modela a partir de la modelo matemático del DFIG dado en las ecuaciones (2.9)-(2.13), donde la dinámica de la turbina eólica se va a considerar con la ecuación (2.24) y asumiendo que:

A.1 *La red se modela como un bus infinito.*

A.2 *La velocidad del viento es conocida.*

A.3 *La velocidad del rotor y las corrientes en los devanados del rotor y estator del DFIG se pueden medir.*

A.4 *Se conocen todos los parámetros del modelo matemático del DFIG y de la turbina eólica.*

A.5 *Se fija el ángulo de ataque β en cero.*

Se definen las variables de error $e_s = i_s - i_s^$, $e_r = i_r - i_r^*$ y $e_m = \omega_r - \omega_r^*$ donde los valores i_s^* , i_r^* , ω_r^* corresponden a los valores deseados de P_{EN}^* y Q_{EN}^* para la potencia activa y reactiva en el CCP.*

Bajo dichas condiciones, diseñar una ley de control utilizando un control PI para el voltaje del rotor $u_r = u_r(i_r)$ tal que,

$$\lim_{t \rightarrow \infty} P_{EN} = P_{EN}^*; \lim_{t \rightarrow \infty} Q_{EN} = Q_{EN}^*;$$

de forma segura, donde P_{EN}^ y Q_{EN}^* sean los valores deseados para las potencias en la red eléctrica, mostrando estabilidad interna.*

La restricción **A.1** es muy común en estos tipos de sistemas y es utilizada por la mayoría de los trabajos consultados [2, 8, 10, 18]. Además, como el estator está conectado directamente a la red eléctrica, se asume que la amplitud y frecuencia del voltaje en el devanado del estator del generador son conocidas y están fijadas por la red eléctrica.

La restricción **A.2** es aceptada prácticamente porque la velocidad del viento se puede medir por un anemómetro. Además, en este trabajo se utilizará una distribución de Weibull para construir un perfil de viento constante a trozos que representa un escenario apegado a la realidad de la característica del viento para el WECS.

La restricción **A.4** es importante porque en el caso del DFIG se sabe que sus parámetros son sensibles a la temperatura normal de operación. Para el caso de la turbina eólica, el radio de la turbina (R), la densidad del aire (ρ) y el coeficiente de potencia (C_p), son parámetros que dependen fuertemente de la velocidad del viento y del emplazamiento geográfico del aerogenerador.

La restricción **A.5** se utiliza ya que el aerogenerador está operando dentro de la zona II de la gráfica operación del WECS y β se mantiene en cero para lograr un máximo coeficiente de potencia (C_p).

4.2. Implementación del control PI

Más del 50% de los controladores en las industrias que se usan hoy en día emplean esquemas de control clásico PID o PID modificado [52]. La ventaja de los controles PID se basa en que se utilizan en una gran parte de los sistemas de control, principalmente cuando el modelo matemático de la planta es desconocido y no se pueden emplear métodos de diseño analíticos. Aquí es cuando los controles PID se vuelven más útiles. En el área de los sistemas para el control de procesos, es un hecho bien conocido que los esquemas de control PID básicos y modificados han demostrado su gran utilidad para establecer un control considerado como satisfactorio, aunque es posible que en muchas situaciones específicas no aporten un control óptimo [52]. La ventaja fundamental de este tipo de controlador clásico es que se trata de un método sencillo y robusto, capaz de controlar eficientemente al sistema no lineal y solamente necesita sensar las corrientes en los devanados del rotor de la máquina.

Para clasificar este tipo de controladores según su implementación, se comienza por el más general, el controlador PID, el cual es la unión de los controladores Proporcional (P), Integral (I) y Derivativo (D). El controlador PID se utiliza cuando el sistema a controlar necesita mejoras, tanto en el comportamiento transitorio, como en el estado estacionario. El controlador PD, como en el caso del compensador de adelanto, mejora significativamente las características de la respuesta transitoria, mejora también la estabilidad del sistema y aumenta su ancho de banda, implicando así un tiempo de establecimiento pequeño. Por otro lado, el control PI es un compensador de atraso. Su característica particular es una ganancia infinita a una frecuencia cero, lo que mejora las características en estado estacionario. Pero incluir la acción de controlador PI en el sistema aumenta en uno el grado del sistema compensado, y por ende provoca que este sistema sea mucho menos estable o que incluso se pueda inestabilizar. Por estas razones, deben seleccionarse con especial cuidado los valores de las ganancias para asegurar una respuesta transitoria adecuada. Si el control PI se diseña adecuadamente, se puede hacer que la respuesta transitoria para una entrada tipo escalón no presente ninguna sobreelongación o que presente una relativamente pequeña. A pesar de esto, la característica menos deseada en este caso, es que la velocidad de respuesta disminuye considerablemente, ya que el controlador PI, al actuar como un filtro paso baja, atenúa las componentes de frecuencia alta de la señal [52]. En este trabajo se estará utilizando solamente un PI para evitar la amplificación de ruidos en este sistema complejo y porque el mayor interés práctico se centra en la respuesta en estado estacionario y la implementación de la estrategia de control.

El generador de inducción doblemente alimentado, como su propio nombre lo indica, es alimentado por sus devanados de estator y rotor. Esta característica permite controlar desde el convertidor de potencias las corrientes en el devanado del rotor y por ende controlar el flujo de campo del generador, logrado así controlar las potencias generadas. El poder acceder a los devanados del rotor es una de las razones por las cuales se escogió el controlador PI. Además, al no tener la necesidad de retroalimentar al sistema de control con ninguna otra variable de estado del sistema $(i_{sq}, i_{sd}, \omega_g)$, y la sencillez que aporta el controlador PI para su implementación, este controlador clásico se convierte en una buena opción.

El controlador clásico PI se utiliza principalmente para modelos lineales y al aplicarlo al aerogenerador, manteniendo la estructura no lineal de las ecuaciones se convirtió en un gran reto de control. Una de las primeras dificultades que se tuvieron es que al mantener la propiedad no lineal de las ecuaciones del WECS, imposibilitó llevarlo a la forma de función de transferencia y por consiguiente a la imposibilidad de usar un método de diseño clásico como el método del lugar de las raíces, el método de la respuesta en frecuencia o el método de las reglas de Ziegler-Nichols para sintonizar controladores PID [52]. Por otro lado, controlar solo dos de las cinco

variables de estado hace que el sistema sea subactuado. Esto quiere decir que las corrientes en el estator del generador y la velocidad mecánica no reciben ninguna acción de control, solo se puede apelar a que estas converjan a sus valores deseados (i_{sq}^* , i_{sd}^* y ω_g^*) cuando se controle el WECS. Se puede ver que hay propiedades de estabilidad interna para el WECS, como lo es la estabilizabilidad en el caso de sistemas lineales que no son totalmente observables [53]. Dicha propiedad no se prueba en este trabajo, pero se muestra en simulación para el WECS cuando transita en diferentes zonas seguras de operación.

Para comenzar el proceso de diseño del controlador, lo primero que se hace es obtener el modelo del DFIG de la forma $\dot{x} = f(x, u)$. Para lo cual se parte de las ecuaciones (2.9-2.12) y realizando las operaciones correspondientes, se llega a las ecuaciones para las derivadas de las corrientes. Éstas, junto a la ecuación (2.13) conforman el modelo en variables de estado del DFIG, como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}i_{qs} &= \alpha_s(-a(\omega_g L_M^2 + (L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls})\omega_s)i_{ds} \\ &\quad - L_M L_r' \omega_g i_{dr} - a(L_r'(r_s i_{qs} - u_{qs}) - aL_M(i_{qr}r_r - v_{qr}))), \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}i_{ds} &= \alpha_s(a(\omega_g L_M^2 + (L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls})\omega_s)i_{qs} \\ &\quad + L_M L_r' \omega_g i_{qr} - a(L_r'(r_s i_{ds} - u_{ds}) + aL_M(-i_{dr}r_r + v_{dr}))), \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}i_{qr} &= \alpha_r((L_s L_r' \omega_g - (L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls})\omega_s)i_{dr} \\ &\quad - a(L_s(ar_r i_{qr} - L_M \omega_g i_{ds}) - L_M(r_s i_{qs} - u_{qs}) - aL_s u_{qr})), \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}i_{dr} &= \alpha_r((-L_s L_r' \omega_g + (L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls})\omega_s)i_{qr} \\ &\quad + a(-L_s(ar_r i_{dr} + L_M \omega_g i_{qs}) + L_M(r_s i_{ds} - u_{ds}) + aL_s u_{dr})), \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$\frac{d}{dt}\omega_g = \frac{P}{2J} (T_m(\omega_t, v) - T_e(r_{gb}\omega_t) - Br_{gb}\omega_t). \quad (4.5)$$

Aquí se tienen las inductancias del estator $L_s = L_{ls} + L_M$ y la inductancia del rotor referida al estator $L_r' = L_{lr}a^2 + L_M$ y las constantes α_s y α_r que se definen como:

$$\alpha_s = \frac{1}{a(L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls})}$$

$$\alpha_r = \frac{1}{L_{lr}L_s a^2 + L_M L_{ls}}$$

En estas ecuaciones se señala con color rojo donde estará actuando la ley de control, representada por los voltajes en el rotor del generador en el marco de referencia $qd0$. Se puede verificar que solo se controlará una variable de estado, por lo que la entrega de potencias a la red eléctrica depende básicamente de los voltajes del rotor, mientras que las demás variables de estado convergen por sí solas a sus valores deseados por la propiedad de estabilidad interna del WECS.

Se utiliza la forma clásica de los controladores PI, donde una ganancia proporcional denominada como k_p está multiplicando el error entre la referencia i_{qr}^* y el valor real de la corriente del rotor i_{qr} y eso se suma algebraicamente a la multiplicación de una ganancia integral k_i con la integral temporal del error entre la referencia y el valor real de las corrientes del rotor del

DFIG. Las ecuaciones que describen al controlador se presentan a continuación:

$$u_{qr} = -k_p (i_{qr} - i_{qr}^*) - k_i \int (i_{qr} - i_{qr}^*) dt \quad (4.6)$$

$$u_{dr} = -k_p (i_{dr} - i_{dr}^*) - k_i \int (i_{dr} - i_{dr}^*) dt \quad (4.7)$$

donde los valores deseados de i_{qr}^* e i_{dr}^* se determinan por las expresiones halladas en la condición de equilibrio obtenida en la sección 3.3.

Luego se definen las ganancias del controlador en función de la frecuencia natural del sistema ω_n , que será el parámetro a variar en la sintonización del controlador porque no se conoce a priori para todas las condiciones seguras de operación que se tienen para el WECS:

$$k_p = 2 \frac{\omega_n}{\sqrt{2}} \quad y \quad k_i = \omega_n^2 \quad (4.8)$$

Uno de los mayores retos al aplicar este controlador fue el proceso de sintonización. Al tratarse de un controlador lineal aplicado a un sistema no lineal que conserva la mayoría de sus no linealidades en el modelo, no existe una forma sistemática que se haya definido para sintonizar al PI. Por lo tanto, como era de esperarse, este proceso requirió de simulaciones hasta que se lograron determinar las ganancias que proporcionan una respuesta deseada. Esto se pudo lograr ya que el sistema se controla en un punto de equilibrio, y dado que las perturbaciones definidas en el capítulo anterior son tipo escalón y constantes a trozos, entonces el control se trata de llevar al sistema de un punto de equilibrio a otro punto de equilibrio y evaluar su desempeño en este proceso.

4.3. Implementación del control pasivo (IDA-PBC)

El control basado en pasividad (PBC, por sus siglas en inglés) es una metodología de diseño para el control de sistemas lineales y no lineales [36], [54]. Además, se plantea que es una técnica orientada a sistemas de parámetros concentrados que están interconectados a su entorno por algún puerto de potencias, a través de variables conjugadas en el sentido de que su producto tiene unidades de potencia [55]. En el caso de los generadores eléctricos estas variables mencionadas son el voltaje y la corriente.

Según lo que se plantea en [36], el objetivo principal de la técnica de PBC es incorporar principios energéticos en el diseño de controladores. Si el sistema a controlar es pasivo, se asignan nuevas funciones de energía que permitan alcanzar la condición deseada sin que se rompa la estructura pasiva del sistema. Esta nueva función de energía debe tener el punto mínimo en el punto de equilibrio deseado.

En resumen, lo más importante que se requiere es que la acción del controlador no rompa con las propiedades pasivas del sistema, las cuales son de importancia para asegurar propiedades de estabilidad al momento de alcanzar las condiciones deseadas de operación.

Una vez establecidas las condiciones deseadas para los estados del sistema nominal, se aplica la metodología de diseño del IDA-PBC, la cual plantea una ecuación de emparejamiento entre el sistema nominal y la estructura Hamiltoniana con la condición deseada de operación, que requiere solución [36]. Para resolverla, se utiliza el denominado método algebraico [36], la cual parte de proponer una función de energía deseada del sistema nominal.

Dado el procedimiento que se debe realizar para obtener la ley de control pasiva, es conveniente replantear el modelo del aerogenerador. El nuevo modelo que se utiliza es equivalente

al usado anteriormente, considera las mismas no linealidades, está representado en el marco de referencia síncrono $qd0$ y corresponde con los modelos desarrollados en [34]. La principal diferencia es que está en función de los encademientos de flujo magnético y de las corrientes y se utiliza una notación matricial. En la ecuación mecánica igualmente están incluidos todos los subsistemas del WECS y se representan como entradas. Dicho modelo se presenta a continuación.

$$\frac{d}{dt}\lambda_s = \omega_s L_s \mathbf{J} i_s + \frac{\omega_s}{a} L_M \mathbf{J} i_r - R_s i_s + u_s \quad (4.9)$$

$$\frac{d}{dt}\lambda_r = \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a}\right) \left(a L_{lr} + \frac{L_M}{a}\right) \mathbf{J} i_r + \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a}\right) L_M \mathbf{J} i_s - R_r i_r + u_r \quad (4.10)$$

$$J \frac{d}{dt}\omega_g = \frac{3P^2 L_M}{8a} i_s^T \mathbf{J} i_r + \frac{P}{2} T_m - \frac{P}{2} B \omega_g \quad (4.11)$$

donde \mathbf{J} es una matriz de 2×2 de la forma,

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} = -\mathbf{J}^T. \quad (4.12)$$

Mientras que $\lambda_s = [\lambda_{sq}, \lambda_{sd}]^T \in \mathbb{R}^2$, $\lambda_r = [\lambda_{rq}, \lambda_{rd}]^T \in \mathbb{R}^2$ son los flujos de estator y rotor respectivamente, $i_s = [i_{sq}, i_{sd}]^T \in \mathbb{R}^2$, $i_r = [i_{rq}, i_{rd}]^T \in \mathbb{R}^2$ son las corrientes de estator y rotor y $\omega_g \in \mathbb{R}$ es la velocidad del rotor como se había aclarado anteriormente. Las demás componentes del modelo ya se han definido con anterioridad. Solo queda definir los puertos de voltaje en el estator y rotor que son $u_s = [u_{sq}, u_{sd}]^T \in \mathbb{R}^2$ y $u_r = [u_{rq}, u_{rd}]^T \in \mathbb{R}^2$, respectivamente. Las segundas son las entradas de control mientras que las primeras se imponen cuando el generador se conecta a la red (explotando el concepto de bus infinito).

Apoyado en los procedimientos utilizado en los artículos [8], [30], [36] y [31] para aplicar el método IDA-PBC, se realiza el cálculo aplicado al WECS con el DFIG que se va a controlar en este trabajo.

Para empezar se tiene que la energía total almacenada por el DFIG viene dada por:

$$H(Z) = \frac{1}{2} Z^T \mathcal{L}^{-1} Z \quad (4.13)$$

donde $H(Z)$ es la función de energía, $Z = [\lambda^T, J\omega_g]^T$ y para definir \mathcal{L} se debe plantear primero la matriz de inductancia L_e como sigue:

$$L_e = \begin{bmatrix} L_s \mathbf{I} & L_M \mathbf{I} \\ L_M \mathbf{I} & L_r \mathbf{I} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (4.14)$$

Ahora se puede plantear que $\mathcal{L} = \text{diag}[L_e, J]$. Luego, como se plantea en [30], un candidato natural para la función de energía deseada para el sistema en lazo cerrado es:

$$H_d(Z) = \frac{1}{2} (Z - Z^*)^T P_d (Z - Z^*) \quad (4.15)$$

con $P_d = P_d^T > 0$ y $Z^* = [\lambda^{*T}, J\omega_g^*]^T$, donde $\lambda^* = L_e i^*$. Como se requiere, esta función tiene un mínimo en $Z - Z^* = 0$, es decir, cuando $\lambda = \lambda^*$ y $\omega_g = \omega_g^*$, lo que implica que el mínimo se alcanza cuando $i = i^*$.

La matriz P_d tiene la siguiente estructura:

$$P_d = \begin{bmatrix} p_s \mathbf{I} & 0 & 0 \\ 0 & p_r \mathbf{I} & 0 \\ 0 & 0 & p_m \end{bmatrix}$$

con p_s , p_r y p_m constantes y positivos y la matriz $F_d(Z)$ está compuesta de la siguiente forma:

$$F_d(Z) = \begin{bmatrix} F_{11}(Z) & F_{12}(Z) & F_{13}(Z) \\ F_{21}(Z) & F_{22}(Z) & F_{23}(Z) \\ F_{31}^T(Z) & F_{32}^T(Z) & F_{33}(Z) \end{bmatrix}$$

Luego el sistema en lazo cerrado deseado tendrá la forma:

$$\frac{d}{dt} Z = F_d(Z) P_d (Z - Z^*) = F_d(Z) P_d \mathcal{L} e \quad (4.16)$$

Definiendo a la variable de error e de la siguiente forma:

$$e = \begin{bmatrix} e_s \\ e_r \\ e_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_s - i_s^* \\ i_r - i_r^* \\ \omega_g - \omega_g^* \end{bmatrix}$$

Después de realizar todos los cálculos requeridos se puede escribir la ecuación (4.16) como:

$$\frac{d}{dt} Z = \begin{bmatrix} L_s p_s F_{11} + L_M p_r F_{12} & L_M p_s F_{11} + L_r p_r F_{12} & J p_m F_{13} \\ L_s p_s F_{21} + L_M p_r F_{22} & L_M p_s F_{21} + L_r p_r F_{22} & J p_m F_{23} \\ L_s p_s F_{31}^T + L_M p_r F_{32}^T & L_M p_s F_{31}^T + L_r p_r F_{32}^T & J p_m F_{33} \end{bmatrix} e \quad (4.17)$$

Para encontrar la estructura de $F_d(z)$ y los valores de p_s , p_r y p_m que satisfacen las condiciones requeridas, considere la primera restricción dada en términos de la dinámica de flujo del estator (4.9) como:

$$\begin{aligned} \omega_s L_s \mathbf{J} i_s + \frac{\omega_s}{a} L_M \mathbf{J} i_r - R_s i_s + u_s &= (L_s p_s F_{11} + L_M p_r F_{12}) e_s \\ &+ (L_M p_s F_{11} + L_r p_r F_{12}) e_r \\ &+ J p_m F_{13} e_m \end{aligned} \quad (4.18)$$

Haciendo los operaciones necesarias de esta ecuación se pueden obtener F_{11} , F_{12} y F_{13} :

$$\begin{aligned} F_{11} &= \frac{1}{\mu' p_s} \left[\omega_s \left(a^2 L_r L_s - \frac{L_M^2}{a} \right) \mathbf{J} - a^2 L_r R_s \mathbf{I} \right] \\ F_{12} &= \frac{L_M}{\mu' p_r} \left[\left(\frac{L_s \omega_s}{a} - L_s \omega_s \right) \mathbf{J} + R_s \mathbf{I} \right] \\ F_{13} &= 0 \end{aligned}$$

donde $\mu' = L_s a^2 L_r - L_M^2$.

La segunda restricción, obtenida de la dinámica de flujo del rotor (4.10), queda:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a} \right) \left(a L_{lr} + \frac{L_M}{a} \right) \mathbf{J} i_r + \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a} \right) L_M \mathbf{J} i_s - R_r i_r + u_r &= (L_s p_s F_{21} + L_M p_r F_{22}) e_s \\ &+ (L_M p_s F_{21} + L_r p_r F_{22}) e_r \\ &+ J p_m F_{23} e_m \end{aligned} \quad (4.19)$$

Aquí la presencia de la entrada de control u_r permite la posibilidad de satisfacer la ecuación correspondiente sin importar el valor de $F_d(z)$, p_s , p_r y p_m . De hecho, aprovechando esta facilidad, una elección útil para las componentes correspondientes de la matriz $F_d(z)$, cuya utilidad se da durante el análisis de estabilidad, viene dada por:

$$F_{21} = -F_{12}; \quad F_{23} = -F_{32}; \quad F_{22} = -\frac{k_r}{2p_r} \mathbf{I}$$

Aquí k_r es una ganancia que se definirá más adelante en este análisis.

Por último, la tercera restricción está impuesta por la ecuación mecánica (4.11) y queda como

$$\begin{aligned} \frac{3P^2 L_M}{8a} i_s^T \mathbf{J} i_r + \frac{P}{2} T_m - \frac{P}{2} B \omega_g &= (L_s p_s F_{31}^T + L_M p_r F_{32}^T) e_s \\ &+ (L_M p_s F_{31}^T + L_r p_r F_{32}^T) e_r \\ &+ J p_m F_{33} e_m \end{aligned} \quad (4.20)$$

Nuevamente haciendo los cálculos necesarios con esta ecuación, descritos en profundidad en [30] y [31] se encontró que:

$$F_{31} = -\frac{3P^2 L_M}{8ap_s \mu'} \mathbf{J} \lambda_r^*; \quad F_{32} = \frac{3P^2 L_M}{8ap_r \mu'} \mathbf{J} \lambda_s; \quad F_{33} = -\frac{PB}{2Jp_m}$$

donde $\lambda_r^* = L_r' i_r^* + L_M i_s^*$ y $\lambda_s = L_s i_s + L_M i_r$

De esta forma se han encontrado todos las componentes de la matriz $F_d(Z)$ y solo queda reorganizarlas para obtener la matriz que satisface la ecuación (4.16) para la estructura de P_d , como se muestra a continuación:

$$F_d(Z) = \begin{bmatrix} \frac{1}{\mu' p_s} \left[\omega_s \left(a^2 L_r L_s - \frac{L_M^2}{a} \right) \mathbf{J} - a^2 L_r R_s \mathbf{I} \right] & \frac{L_M}{\mu' p_r} \left[\left(\frac{L_s \omega_s}{a} - L_s \omega_s \right) \mathbf{J} + R_s \mathbf{I} \right] & 0 \\ -\frac{L_M}{\mu' p_r} \left[\left(\frac{L_s \omega_s}{a} - L_s \omega_s \right) \mathbf{J} + R_s \mathbf{I} \right] & -\frac{k_r}{2p_r} \mathbf{I} & -\frac{3P^2 L_M}{8ap_r \mu'} \mathbf{J} \lambda_s \\ -\frac{3P^2 L_M}{8ap_s \mu'} [\mathbf{J} \lambda_r^*]^T & \frac{3P^2 L_M}{8ap_r \mu'} [\mathbf{J} \lambda_s]^T & -\frac{PB}{2Jp_m} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Ahora la tarea restante es encontrar las condiciones para lograr que $F_d(Z) + F_d^T(Z) < 0$ y garantizar automáticamente la estabilidad asintótica [30]. Para ello, se considera que bajo la estructura de $F_d(Z)$ dada anteriormente, se obtiene que:

$$F_d(Z) + F_d^T(Z) = \begin{bmatrix} -\frac{2a^2}{\mu' p_s} L_r R_s \mathbf{I} & 0 & -\frac{3P^2 L_M}{8ap_s \mu'} \mathbf{J} \lambda_r^* \\ 0 & -\frac{k_r}{p_r} \mathbf{I} & 0 \\ -\frac{3P^2 L_M}{8ap_s \mu'} [\mathbf{J} \lambda_r^*]^T & 0 & -\frac{PB}{Jp_m} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Un simple análisis del complemento de Schur establece que $F_d(Z) + F_d^T(Z) < 0$ si y solo si los parámetros libres p_s y p_m satisfacen

$$p_s > \left(\frac{9P^3 L_M^2 J}{32R_s a^4 L_r B \mu'} \|\lambda_r^*\|^2 \right) p_m. \quad (4.23)$$

La desigualdad (4.23) revela claramente el papel crítico desempeñado por B . Si este parámetro es pequeño, (p_s/p_m) tiene que ser grande.

Una vez que se han resuelto las ecuaciones de emparejamiento IDA-PBC, se completa el diseño, se calcula el controlador y se evalúan sus propiedades de estabilidad.

Para calcular el controlador se toma la ecuación (4.19), que contiene la entrada de control u_r ,

se sustituyen las expresiones de F_{21} , F_{22} y F_{23} y queda definida de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
u_r = & R_r i_r - \left(\frac{\omega_s - \omega_g}{a} \right) \mathbf{J} \left[\left(a L_{lr} + \frac{L_M}{a} \right) i_r + L_M i_s \right] \\
& + k_s (L_s e_s + L_M e_r) \\
& - k_r (L_M e_s + a^2 L_r e_r) \\
& - k_m \mathbf{J} \lambda_s e_m
\end{aligned} \tag{4.24}$$

donde $k_r > 0$, $k_m > 0$ y se definen:

$$\begin{aligned}
k_s &= \frac{p_s L_M}{\mu' p_r} \left(-\frac{L_s \omega_s}{a} \mathbf{J} - L_s \omega_s \mathbf{J} - R_s \mathbf{I} \right) \\
k_r &= \frac{k_r}{2} \mathbf{I} \\
k_m &= \frac{3 J p_m P^2 L_M}{8 a p_r \mu'}
\end{aligned}$$

Es conveniente recordar la relación que guardan los parámetros k_s y k_m en el diseño del controlador presentado en [31]:

$$k_s > \frac{L_M^2}{B \mu' L_r} \|\lambda_r^*\|^2 k_m, \tag{4.25}$$

la cual es una restricción para la prueba formal de las propiedades de estabilidad del controlador. En esta desigualdad, es importante hacer notar la importancia del coeficiente de fricción (B), ya que su valor si es cercano a cero hace necesario que k_m sea mucho menor que k_s para que se pueda cumplir la desigualdad. Sin embargo, la ley de control de la ecuación (4.24) muestra que mientras más grande sea k_m , mayor es la acción que se tiene en el error de convergencia de la velocidad mecánica. Estas son características importantes que se deben de tener en cuenta a la hora de sintonizar el controlador.

5. Evaluación de los controladores

En esta sección se analiza la utilidad del esquema de control pasivo y la del control clásico PI. Una vez analizadas todas las características teóricas y matemáticas del sistema de generación eólica con generador de inducción doblemente alimentado, momento de llevar a cabo simulaciones para evaluar el desempeño de los controladores. Primeramente se utilizó el software comercial de métodos numéricos [49] para la implementación del modelo dinámico del WECS y su análisis. Este software utiliza un ambiente de diagramas en bloques que facilitan la programación como se describirá brevemente a continuación. Finalmente se analiza el comportamiento de cada estrategia de control antes las mismas condiciones de operación, las cuales se tratan de una condición de potencias demandadas y velocidad del viento constantes y otra donde dichos parámetros varían de acuerdo a los perfiles hallados en el capítulo 3. Evaluando el comportamiento de las variables de estado del DFIG y de las potencias entregadas a la red eléctrica se van a establecer ventajas y desventajas de los controladores aplicados.

5.1. Modelo desarrollado en el software comercial de aplicaciones de control automático

Recordar que se está considerando al DFIG como subsistema principal y todos los demás subsistemas se consideran como entradas a este. Por lo tanto, el bloque fundamental de la programación se muestra en la figura 5.1 que representa el modelo del DFIG con todas sus entradas a la izquierda y las salidas a la derecha. Las entradas están compuestas por los voltajes que se consideran invariantes en el marco de referencia $qd0$ en color naranja, ya sean los voltajes fijos del estator impuestos por la red y el voltaje del rotor u_{0r} que en dicho marco de referencia es cero. Los voltajes de entrada en color blanco son los que provienen del controlador, es decir, son la entrada de control del sistema. Otra entrada es el par mecánico entregado por la turbina eólica, representado en color rojo. Por último, en azul están las entradas de las variables de estado que retroalimentan al sistema para darle la característica al modelo de ser dinámico, estas mismas variables de estado son las salidas del bloque, que son variantes en el tiempo y describen en todo momento el comportamiento del DFIG.

En la figura 5.2 se presenta el bloque de la dinámica de la turbina eólica. En este bloque se tiene como entrada la velocidad del viento y la velocidad angular del generador, y como salida el par mecánico. En él se tiene en cuenta la dinámica del coeficiente de potencia C_p , se modela la relación de engranes r_{gb} , y finalmente se calcula el par mecánico de la turbina T_m . Al estar como entrada en este bloque la velocidad angular del generador, el par mecánico se va

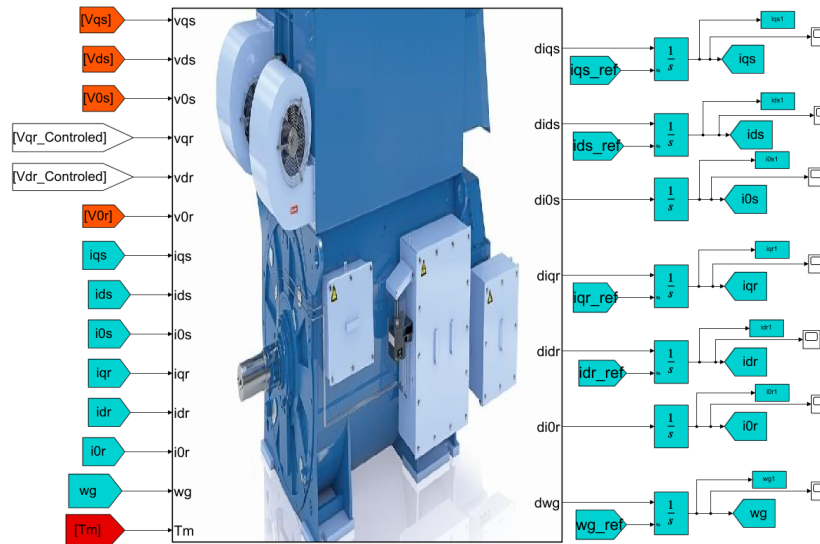


Figura 5.1: Bloque representativo del DFIG en la programación.

calculando en línea y permite hacer los análisis de este trabajo con perfiles de viento variables. Luego se tiene en la figura 5.3 un bloque importante que se encarga de calcular las referencias



Figura 5.2: Bloque representativo de la turbina eólica en la programación.

de las variables de estado del sistema en línea, las cuales se deben seguir para poder cumplir con una determinada demanda de potencias. Las entradas de este bloque son las potencias demandadas por la red eléctrica y la velocidad del viento. Se programaron las ecuaciones del estado estacionario analizadas en el cuarto capítulo y se implementa el método de Newton-Raphson.

Finalmente se tiene el bloque de los controladores en la figura 5.4, en la cual, mediante una rutina de selección, el usuario puede escoger entre el controlador PI o el controlador IDA-PBC, para controlar al WECS.

Un resumen general de todo el proceso de control del WECS se puede ver en la figura 5.5 en forma de diagrama de flujo. De esta forma es sencillo entender que las únicas entradas que se deben definir en el sistema son la velocidad del viento (v), la potencia activa demandada por la red eléctrica (P_{EN}) y la potencia reactiva demandada también por la red eléctrica (Q_{EN}). Se representa, como parte importante en este proceso, la determinación de la zona segura para

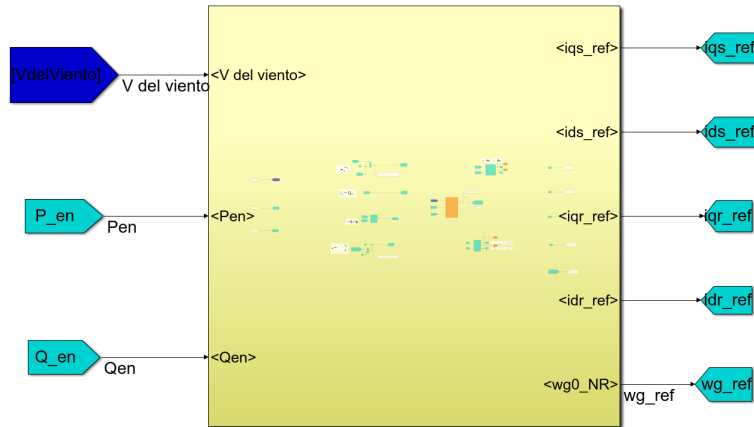


Figura 5.3: Bloque para el cálculo de las referencias de las variables de estado en la programación.

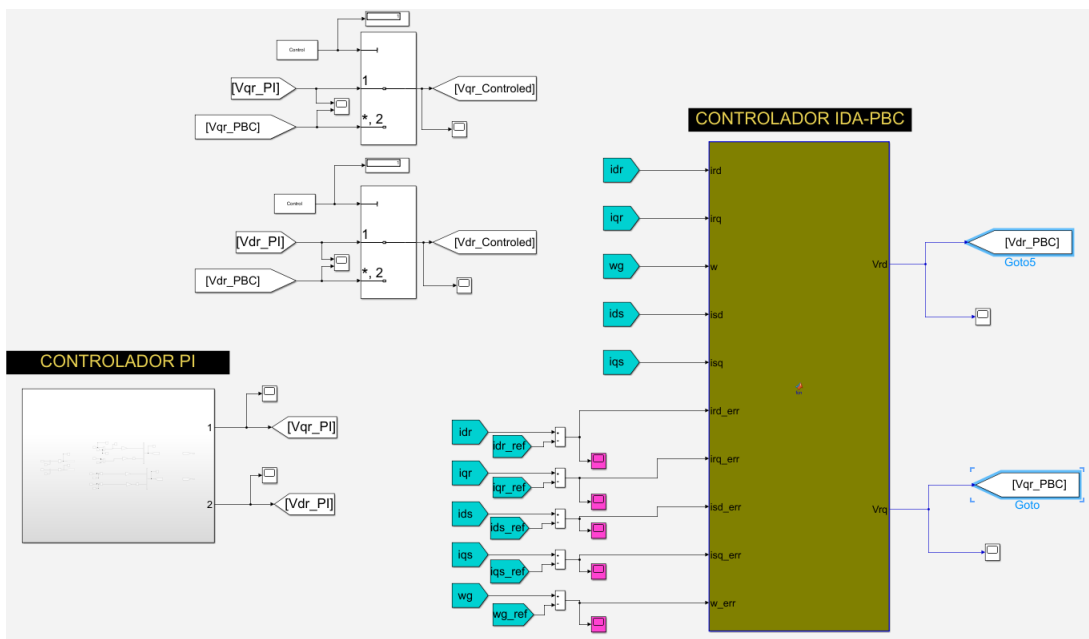


Figura 5.4: Bloque para el cálculo de los controladores en la programación.

que el sistema de aerogeneración no se dañe y una vez que se garantiza dicha zona segura, se calculan las referencias de las variables de estado que debe seguir el WECS para determinada condición de operación. Posteriormente, el sistema resuelve las ecuaciones de la turbina, el generador y calcula las variables de control dinámicamente y de forma simultánea. Con la solución que se va obteniendo de las variables de estado, se construye la respuesta del sistema para la entrega de potencias a la red eléctrica.

5.2. Evaluación del controlador clásico PI

Anteriormente ya se describió detalladamente las características de cada controlador, también se explicó el funcionamiento del sistema dinámico y la programación que se utilizó para

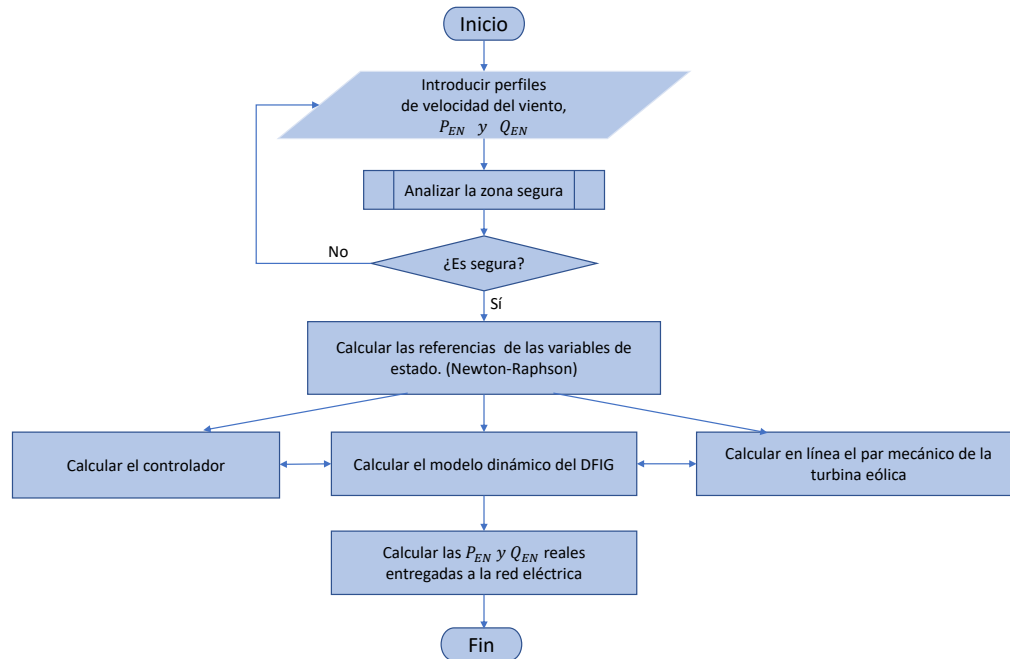


Figura 5.5: Diagrama de flujo de la programación.

modelarlo, lo siguiente es evaluar el desempeño de los controladores utilizados. Para ello, se definen todos los datos que se utilizaron, los cuales se toman de [47] y representan a una turbina de 2.4MW equipada con un generador de inducción doblemente alimentado de 2MW. Los datos del generador se recogen en la tabla 5.1 y los de la turbina en la tabla 5.2.

Se aplica al WECS un controlador clásico PI con las características antes mencionadas en el

Tabla 5.1: Parámetros del Generador [47].

Parámetro	Valor
Potencia nominal del estator	2 MW
Voltaje de fase nominal del estator	398.4 V (rms)
Corriente nominal del estator	1760 A (rms)
Corriente nominal del rotor	1823 A (rms)
Voltaje de fase nominal del rotor	488 V (rms)
Frecuencia nominal del estator	50 Hz
Velocidad nominal del rotor	1800 rpm
Rango nominal de velocidad del rotor	900-1800 rpm
Deslizamiento nominal	-0.2
Relación de vueltas	0.81639
Número de pares de polos	2
Resistencia del devanado del estator	2.6 mΩ
Resistencia del devanado del rotor	2.9 mΩ
Inductancia de dispersión del estator	87 μH
Inductancia de dispersión del rotor	87 μH
Inductancia de magnetización	2.5 mH

Tabla 5.2: Parámetros de la Turbina Eólica [47].

Parámetro	Valor
Potencia mecánica nominal	2.4 MW
Diámetro del rotor	84 m
Rango de velocidad de viento	3.5-12.1 m/s
Relación de engranes	100
a_1, a_2, a_3, a_4	0.73, 151, -0.58, -0.002
a_5, a_6, a_7, b_1, b_2	2.14, -13.2, -18.4, -0.02, -0.003
C_{pM}, λ_M	0.44, 7.2

capítulo 4 y que se introducirá al sistema como los voltajes del rotor del DFIG, que son las entradas de control. Una de las ventajas de este control es que solo actúa sobre las corrientes del rotor, lo que implica no tener que medir todo el estado. Esto conlleva a una notable simplicidad a la hora de implementarlo en la práctica, que junto al buen desempeño de estos controladores, lo convierten en una opción prometedora.

Es importante destacar que se está utilizando una técnica de control lineal para controlar a un sistema altamente no lineal, cuyo modelo mantiene a la mayoría de estas características. Tras varios intentos de sintonización, el mejor desempeño se consiguió con las ganancias de $k_p = 0.5657$ y $k_i = 0.16$, para una frecuencia natural de $\omega_n = 0.4$ rad/s.

5.2.1. Comportamiento del PI ante una demanda de potencia y velocidad del viento constantes.

Ahora se analiza el caso más simple a controlar, correspondiente a una demanda constante de potencias y una velocidad de viento constante. Se reconoce que dicho caso es poco realista, pero solo se ejecuta para evaluar el desempeño del control en el caso más sencillo.

En las figuras 5.6 y 5.7, se grafican las referencias calculadas por el modelo estacionario para todas las variables de estado, contra el comportamiento dinámico de las mismas. En la figura 5.6 se pueden ver en el marco de referencia $qd0$ cada una de las corrientes del DFIG. En color negro y con línea discontinua se representa la referencia para la condición de operación y en color rojo está el comportamiento dinámico de las corrientes. Considerando que las corrientes nominales del generador sobrepasan los 1500 A, las corrientes mostradas aquí tienen valores razonables y los transitorios se pueden considerar moderados. Por otra parte, en la figura 5.7 se muestra el comportamiento de la velocidad del generador en estado dinámico en color azul y la referencia que debe seguir en color negro discontinuo. También el comportamiento es bueno, ya que alcanza sin problema la referencia en pocos segundos y el transitorio está por debajo de 1 rad/s con respecto a la condición inicial.

Una vez que las variables de estado han convergido al punto deseado, es de esperarse que las potencias entregadas a la red eléctrica, en la figura 5.8, tengan el mismo comportamiento de dichas variables de estado. Se puede observar que tras pocos segundos la potencia entregada por el WECS en color verde alcanza satisfactoriamente la potencia demandada por la red que se representa en color negro. El transitorio inicial que ocurre para este caso también se puede considerar aceptable. Se puede notar además que con este controlador la respuesta tiene un comportamiento sobreamortiguado, lo que se traduce en un buen desempeño del mismo al evitar oscilaciones.

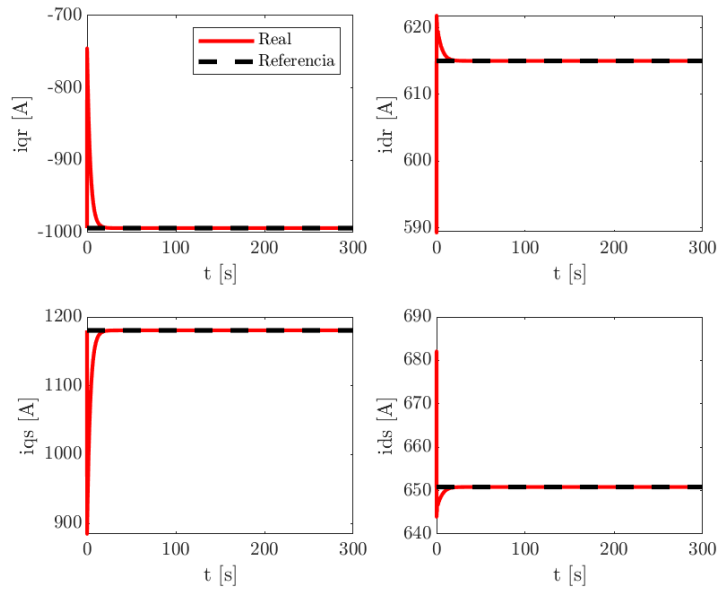


Figura 5.6: Corrientes del DFIG con controlador PI ante una condición de operación constante.

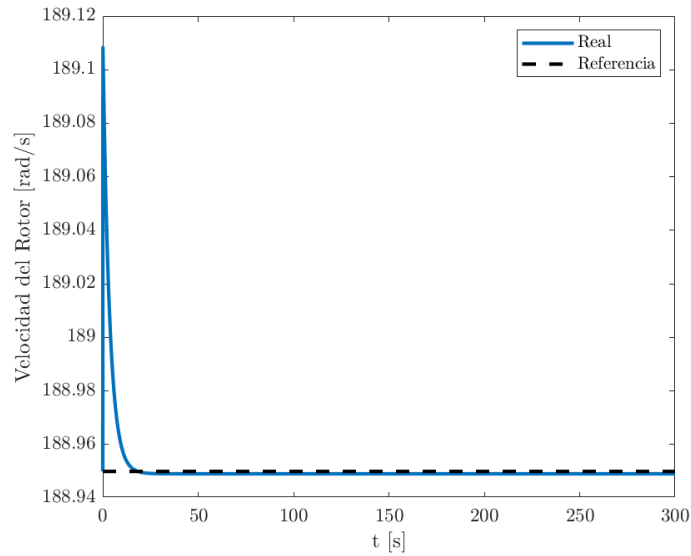


Figura 5.7: Velocidad angular del DFIG con controlador PI ante una condición de operación constante.

Resulta útil mostrar en la figura 5.9 el comportamiento de las corrientes en el DFIG en el marco de referencia real. Aquí podemos comprobar que no se rebasan las corrientes nominales del estator $I_s = 2489A$ (valor pico), representadas en color azul y tampoco las del rotor $I_r = 2578A$ (valor pico), representadas en color rojo. Comprobándose así que se está operando dentro de una zona segura.

5.2.2. Comportamiento del PI ante una demanda de potencia y velocidad del viento variables.

Ahora se va a evaluar al controlador en condiciones mucho más realistas al considerar que el WECS está transitando en varias zonas seguras de operación, que pondrán a prueba el desempeño de dicho controlador. Primeramente, las potencias demandadas por la red eléctrica

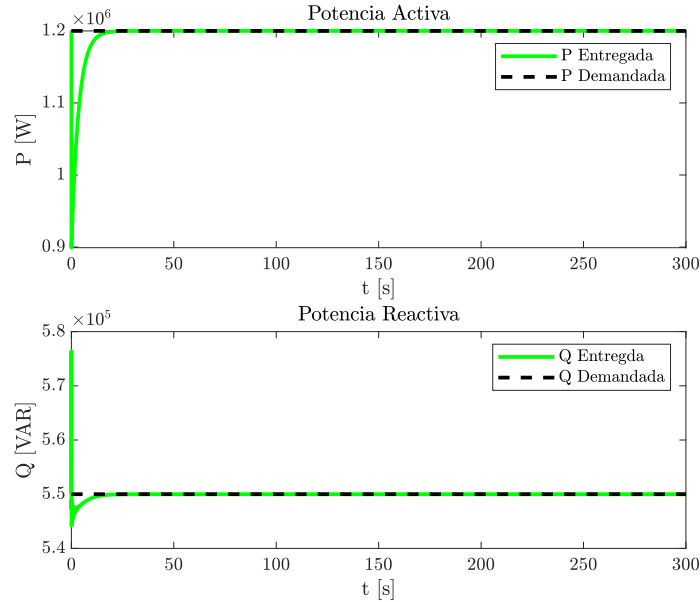


Figura 5.8: Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PI ante una condición de operación constante.

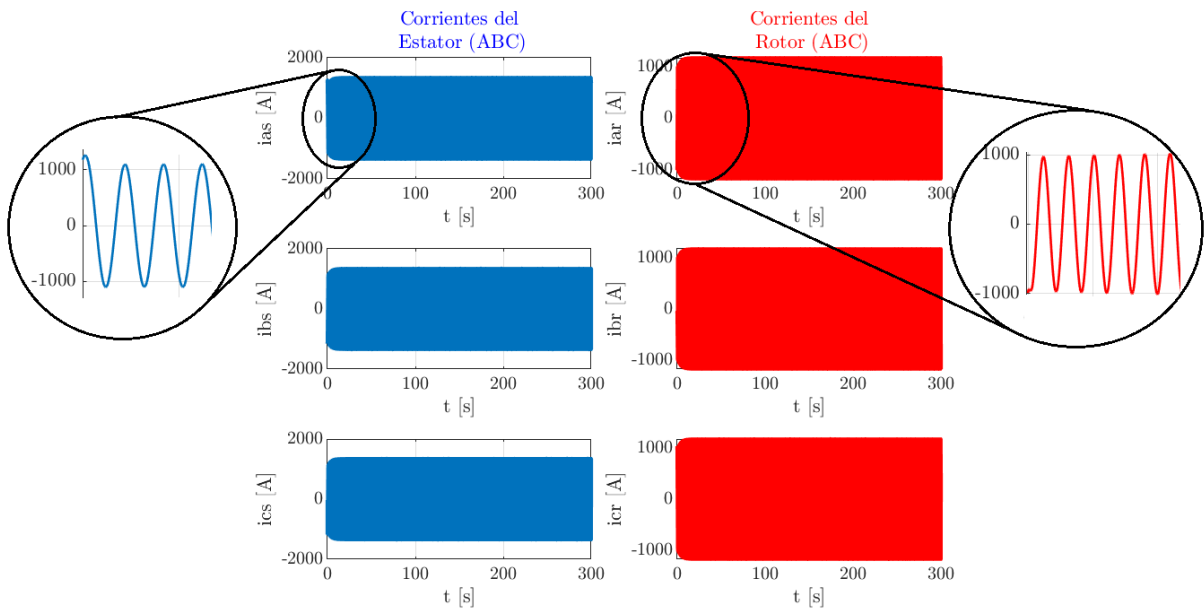


Figura 5.9: Corrientes del DFIG con controlador PI para una condición de operación constante en el marco de referencia real ABC .

van a variar, siendo constantes a trozos y respondiendo a un perfil cercano a la realidad, como se detalló en el tercer capítulo. Luego, el perfil de viento también será constante a trozos, respondiendo a una distribución de Weibull por las razones descritas en la sección 2.3.1, además, este tipo de perfil de viento introduce las principales perturbaciones al sistema y con las que se evaluará el funcionamiento del PI.

Se analiza primeramente el comportamiento de las variables de estado. En la figura 5.10 se tiene el comportamiento de las corrientes en estator y rotor del DFIG, de forma muy similar al primer caso, todas las corrientes convergen a la referencia, los transitorios al cambiar de una condición a otra están dentro de los rangos de corrientes permitidos y la respuesta muestra un buen desempeño del controlador al ser sobreamortiguada y con un corto tiempo de establecimiento.

En la figura 5.11 se tiene el comportamiento de la última variable de estado, la velocidad del generador. Aquí también se tiene un comportamiento satisfactorio ante los cambios en las condiciones de operación. Aunque al mirar más de cerca se observa un pequeño sobre impulso en la respuesta, éste es casi imperceptible, no obstante, la señal converge apropiadamente a la referencia deseada.

En el caso de las potencias entregadas a la red eléctrica, figura 5.12, nuevamente se puede evaluar como satisfactorio, ya que se alcanza a entregar las potencias demandadas a pesar de la variabilidad de estas y también de la variabilidad del viento. Los sobre impulsos en la respuesta están condicionados por el cambio en la condición de operación y son aceptables en todos los casos. El tiempo de establecimiento también es favorable. En general se puede decir que el controlador funciona correctamente.

Por último se vuelve a analizar el comportamiento de las corrientes del generador en el marco de referencia real ABC y como se observa en la figura 5.13 se mantienen siempre dentro de los valores nominales.

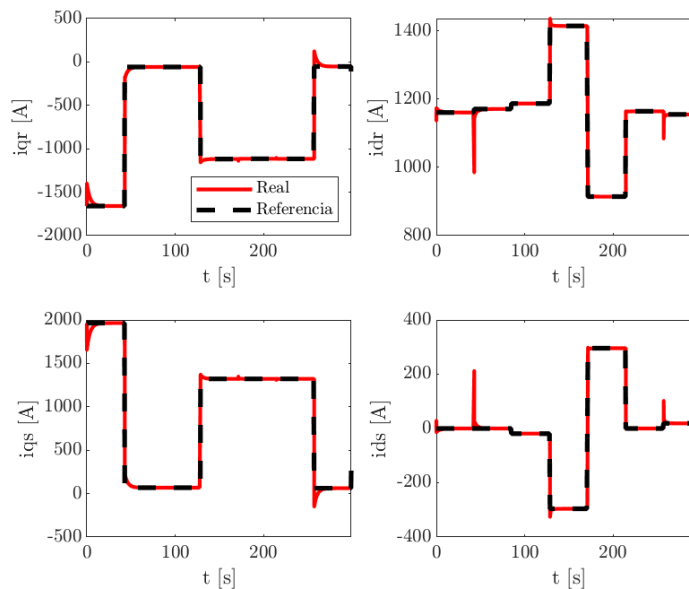


Figura 5.10: Corrientes del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables.

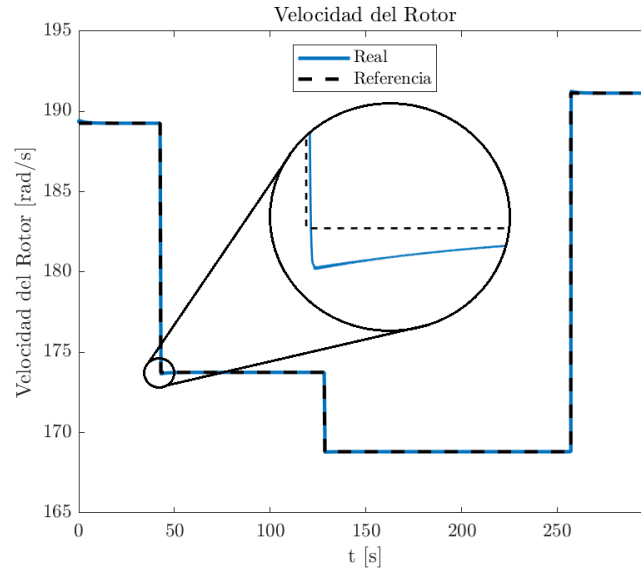


Figura 5.11: Velocidad angular del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables.

5.3. Evaluación del controlador pasivo IDA-PBC

Desde el punto de vista de la investigación es importante evaluar el desempeño del sistema de generación cuando se aplica un controlador completamente diferente. El control basado en pasividad se basa en un complejo método que utiliza las características energéticas de los sistemas y en la propiedad de la mayoría de estos que tienden a disiparla. Esta formulación

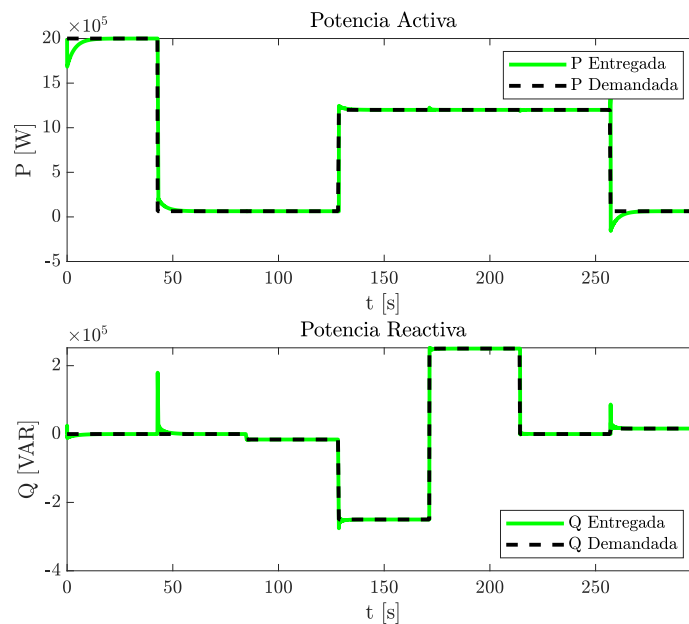


Figura 5.12: Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PI ante condiciones de operación variables.

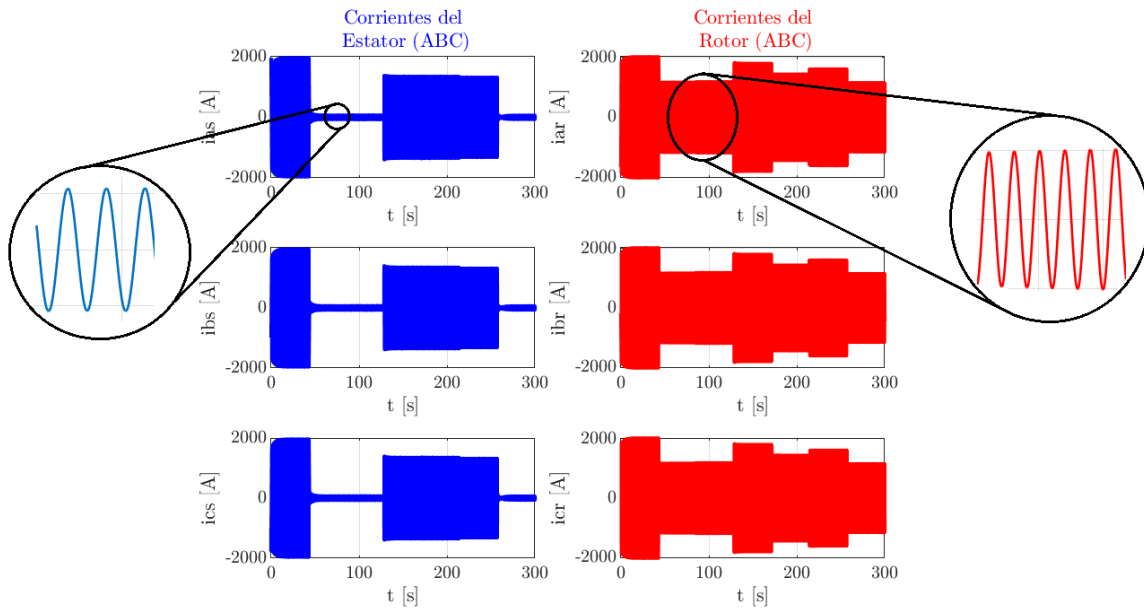


Figura 5.13: Corrientes del DFIG con controlador PI ante condiciones de operación variables en el marco de referencia real ABC .

ha sido estudiada por varios autores y en el capítulo anterior se desarrolló un resumen de su funcionamiento y aplicación al WECS. En este caso se trata de un controlador no lineal que estará de cierta forma más acorde a nuestro sistema. El IDA-PBC es un controlador muy robusto ante estabilidad, lo cual se prueba formalmente con criterios de Liapunov [30]. El inconveniente es que se necesita sensar todo el estado, lo que lo hace menos conveniente para su implementación práctica en un WECS y es menos efectivo que el PI en el desempeño de la respuesta, lo que se demostrará más adelante.

Teniendo en cuenta las características y condiciones que deben cumplir las ganancias de este controlador descritas en el capítulo anterior y tras varias pruebas con el WECS se decidió que los mejores valores para estas ganancias son: $k_s = 110$; $k_r = 40$; $k_m = 0.0000000013$.

5.3.1. Comportamiento del IDA-PBC ante una demanda de potencia y velocidad del viento constantes.

Al igual que con el control PI, la primera evaluación se realiza para una condición de operación con potencias y velocidad del viento constantes. En las figuras 5.14 y 5.15 se puede ver que las variables de estado, al tener condición inicial igual a las referencias, se mantienen sobre estas en todo tiempo, mostrando un muy buen comportamiento.

Luego para las potencias entregadas a la red, el comportamiento es muy similar, no se notan transitorios y las potencias reales son exactamente iguales a las potencias demandadas por la red eléctrica, figura 5.16. Hasta este punto este controlador manifiesta una mejor respuesta en comparación al PI.

Por la parte de cumplir con las potencias nominales, la gráfica de las corrientes en el marco real ABC se observa en la figura 5.17 y se puede comprobar que las corrientes no sobrepasan en ningún momento las corrientes nominales.

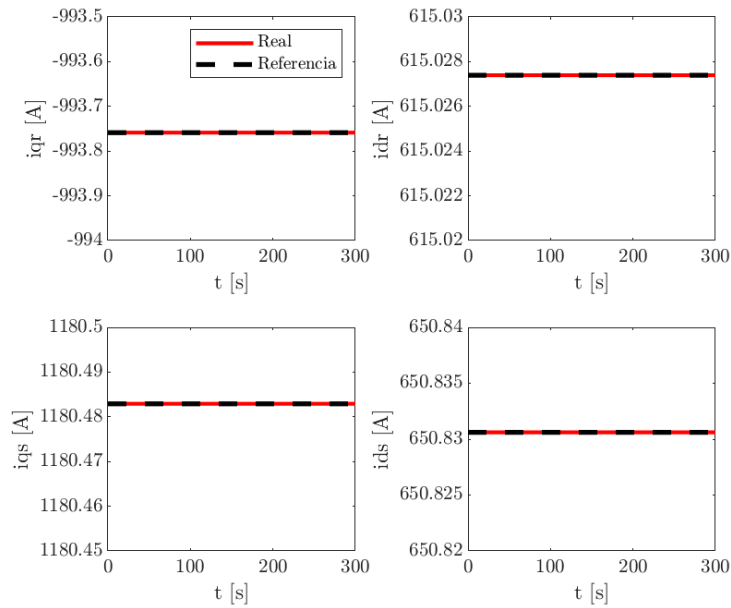


Figura 5.14: Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante.

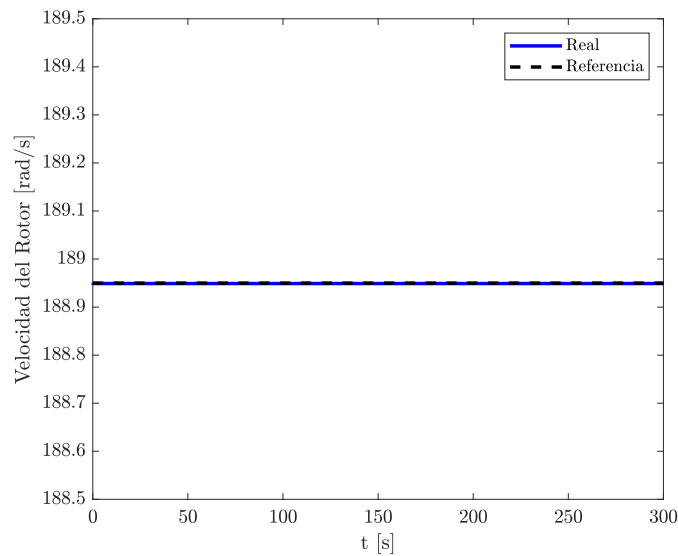


Figura 5.15: Velocidad angular del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante.

5.3.2. Comportamiento del IDA-PBC ante una demanda de potencia y velocidad del viento variables.

Utilizando los mismos perfiles de potencias demandadas por la red eléctrica y el perfil de viento constante a trozos con que se evaluó el controlador clásico PI, se evalúa ahora el desempeño del controlador pasivo. Se analiza su efectividad, el comportamiento de sus transitorios,

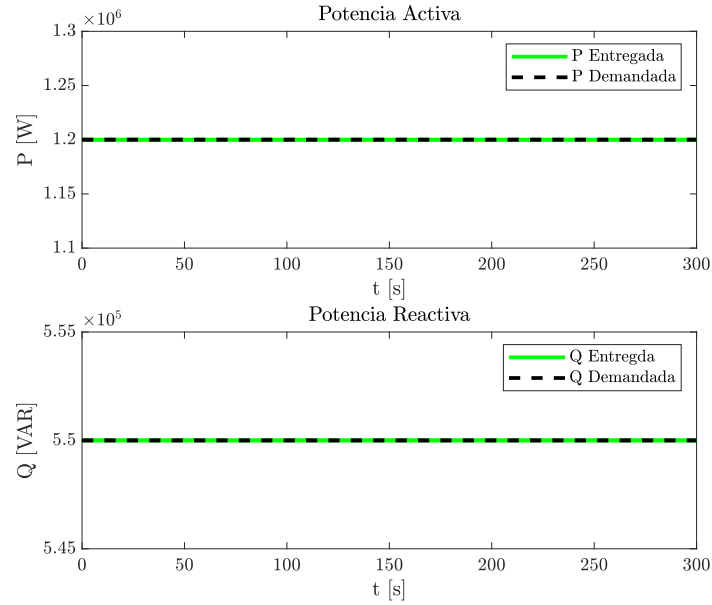


Figura 5.16: Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con control PBC ante condición de operación constante.

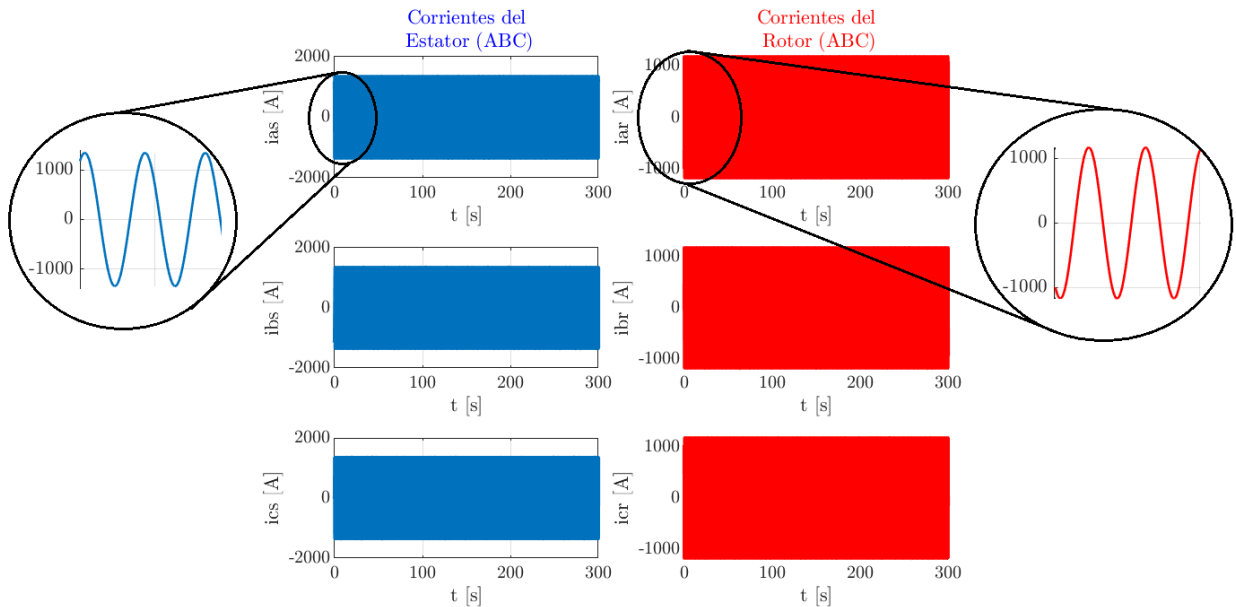


Figura 5.17: Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condición de operación constante en el marco de referencia real ABC .

los tiempos de establecimiento y por último si con este controlador el sistema se mantiene funcionando dentro de una zona segura para las corrientes del generador.

Viendo primeramente las corrientes del rotor y el estator del generador en el marco de referencia $qd0$ en la figura 5.18 se puede afirmar que el comportamiento es el esperado. El controlador pasivo logra que las corrientes reales sigan sus referencias para cumplir con lo que se pide en el punto de operación establecido. En comparación con el PI se puede notar

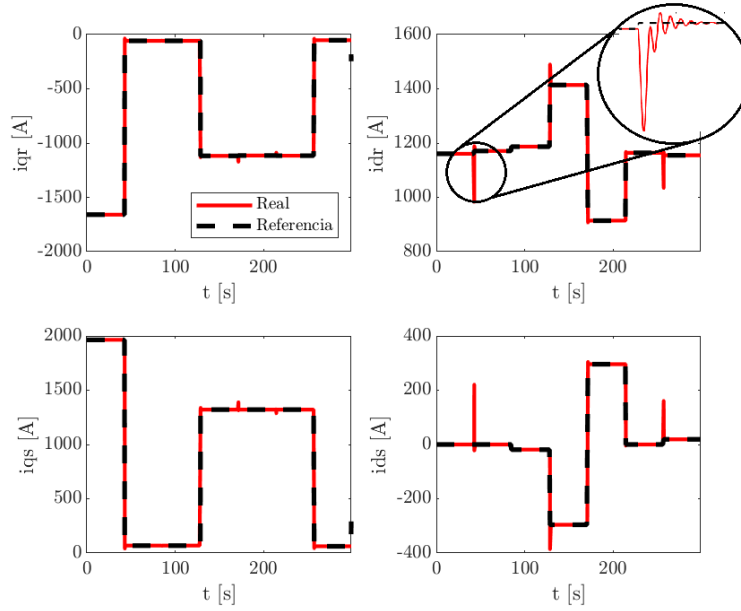


Figura 5.18: Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables.

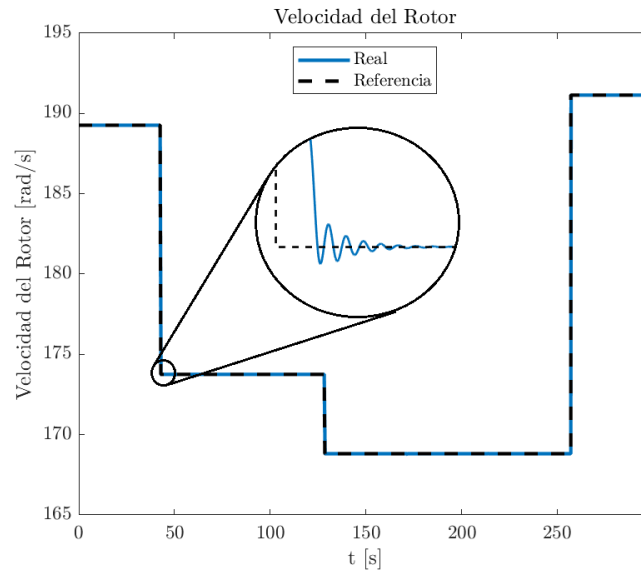


Figura 5.19: Velocidad angular del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables.

que el controlador pasivo es más susceptible antes las variaciones de demanda de potencia y velocidad del viento. Esto se manifiesta en los transitorios que, a pesar de no ser muy grandes, sí presentan una oscilación antes de establecerse, es decir un comportamiento subamortiguado y, por ende, requieren un mayor tiempo de establecimiento, como se muestra en la ampliación que se le hace en la gráfica superior derecha. Esto demuestra lo planteado anteriormente que el control basado en pasividad es robusto ante estabilidad, pero no en desempeño.

El comportamiento de la variable de estado velocidad angular del generador es muy satisfac-

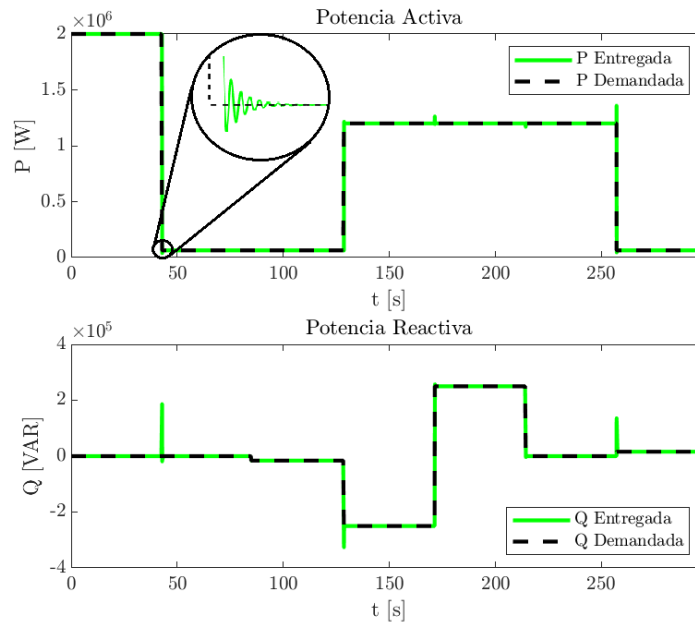


Figura 5.20: Potencias entregadas por el WECS a la red eléctrica con controlador PBC ante condiciones de operación variables.

torio como se observa en la figura 5.19. Dadas las características antes mencionadas del PBC, en la ampliación de la gráfica se pueden ver oscilaciones en la respuesta. Con las características que presentan las variables de estado se puede suponer un buen de-

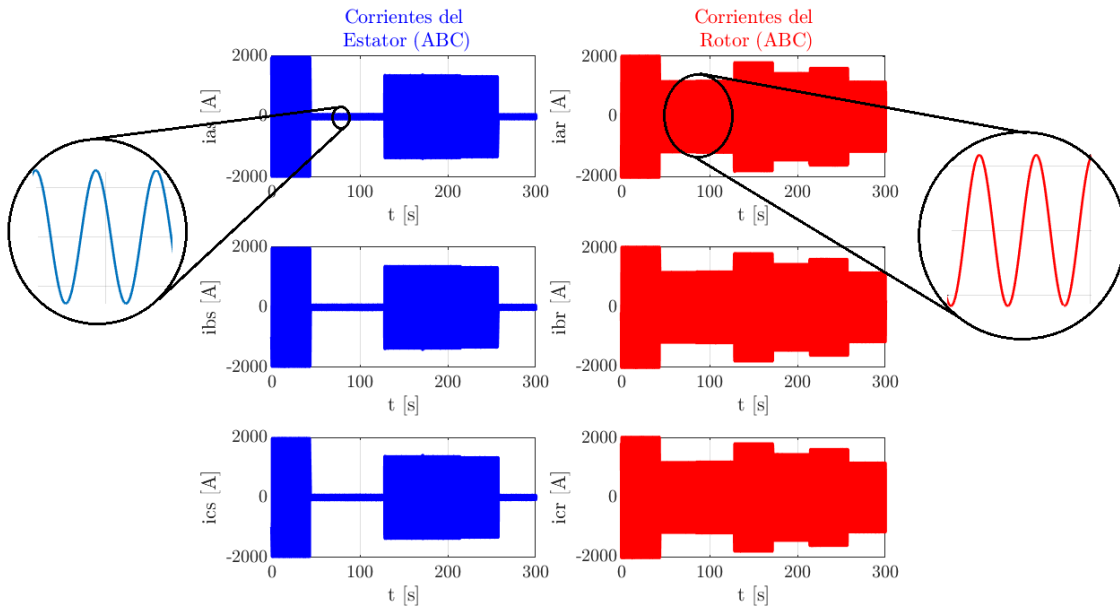


Figura 5.21: Corrientes del DFIG con controlador PBC ante condiciones de operación variables en el marco de referencia real ABC .

sempañó en la entrega de potencias a la red eléctrica. Como se muestra en la figura 5.20 las potencias entregadas cumplen muy bien con las demandadas. Las características que presenta la respuesta son las esperadas: transitorios considerablemente bajos y con carácter subamortiguado y tiempos de establecimientos aceptables y un poco mayores a los del control PI. Con las gráficas presentadas hasta el momento y el comportamiento de las corrientes del generador en el marco de referencia real ABC , figura 5.21, las cuales están dentro de los valores pico nominales, se puede decir que el controlador pasivo manifiesta un excelente desempeño en el control de potencias del WECS analizado.

5.4. Resultado

Se pudo controlar de forma satisfactoria el WECS en una zona segura de operación con dos técnicas de control diferentes. Los resultados fueron favorables, lo que da la oportunidad de poder escoger el controlador más conveniente para una determinada aplicación.

Por esas razones se pueden establecer las principales ventajas y desventajas entre el controlador clásico PI y el control basado en pasividad. Dichas características se enlistan a continuación: Controlador clásico PI.

- Método relativamente sencillo de control lineal, ampliamente utilizado en la generación eléctrica y de fácil implementación en la práctica.
- Este controlador no requiere la medición de todas las variables de estado, en este caso en particular, solo se necesitan medir las corrientes en el rotor del DFIG, lo que corrobora su fácil implementación.
- Como se observó en las figuras obtenidas con este método de control, el PI aporta un buen desempeño en la respuesta transitoria del sistema y evita grandes oscilaciones.
- Es una estrategia de control lineal en las corrientes del devanado del rotor del DFIG y aun así logra controlar un complejo sistema no lineal.
- Su principal inconveniente es que no tiene una prueba formal de estabilidad.

Controlador basado en pasividad.

- La principal ventaja de este método sobre el control PI es que proporciona una prueba formal de estabilidad para el sistema en el sentido de Lyapunov.
- Por lo tanto, es un método robusto ante estabilidad, pero no en desempeño, ya que para cambios en las condiciones de operación presenta algunas oscilaciones de la respuesta transitoria.
- Necesita medir todo el estado del sistema lo que lo convierte en un método de difícil implementación práctica con respecto al controlador PI.

6. Conclusiones

6.1. Conclusiones

Se mostró que es posible operar y controlar de forma segura un aerogenerador de eje horizontal, equipado con un generador de inducción doblemente alimentado, como cualquier sistema de generación convencional, ya que puede suministrar potencia activa y reactiva constante a la red eléctrica, a pesar de la condición de variabilidad natural de la fuente primaria de energía, que es el viento. Dicho resultado se sustenta en que a lo largo del proceso de investigación se determinaron las zonas seguras de operación, y cumpliendo con sus restricciones, se logró controlar al WECS; no solo con una, si no con dos técnicas de control diferentes.

Inicialmente, cuando se investigaban los antecedentes a este trabajo y el estado del arte del mismo, se pudo llegar a una conclusión importante: la perspectiva de controlar a este sistema de manera segura y operando de forma similar a los sistemas de generación convencional casi no está siendo desarrollada. Lo que impera es seguir controlando al WECS haciendo el seguimiento de máxima potencia. Por lo tanto, este trabajo aportó ideas innovadoras en la perspectiva de operación y control de este tipo de aerogeneradores, apoyadas en las pocas investigaciones existentes al respecto y dándole continuidad a las mismas.

Se determinaron exitosamente las zonas seguras de operación del WECS teniendo en cuenta cada uno de los subsistemas que lo conforman, para llegar así, a las más amplias ventanas posibles de velocidades de viento, donde el aerogenerador puede despachar potencias a la red eléctrica sin dañar ninguno de sus componentes eléctricos ni mecánicos.

Finalmente, con los resultados que se obtuvieron al implementar los controladores, se mostró que sí es posible despachar las potencias demandadas por la red eléctrica, tal como lo hace un sistema de generación convencional. Se comprobó una vez más la efectividad del controlador clásico PI. Se concluye que es un controlador muy robusto en desempeño para este tipo de control de regulación, ya que es un controlador de muy fácil implementación en la práctica y de sencillo funcionamiento al necesitar censar solamente dos de las cinco variables de estado del sistema. Su principal limitación es que hace falta demostrar con una prueba formal la estabilidad del sistema para todo tiempo.

Por otra parte, el controlador basado en pasividad ayudó a investigar y trabajar en técnicas de control no lineal, que son de suma importancia cuando se quiere controlar cualquier sistema real. Se reafirmó la capacidad de este controlador de también poder regular eficientemente el

comportamiento de este tipo de aerogeneradores por la prueba de estabilidad que lo acompaña. Se llegó a la conclusión que es muy robusto ante estabilidad y brinda una prueba formal de estabilidad basado en criterios de Lyapunov y se comprobó que sus principales limitaciones son la baja robustez en el desempeño y que su implementación necesita medir todo el estado del sistema.

Para determinar las referencias que debe seguir el controlador pasivo, se mostró que es posible calcularlas en línea utilizando el método numérico de Newton-Raphson e implementándolo en simulación.

Es importante destacar que a pesar de la complejidad del sistema analizado, se logró cumplir con el objetivo principal de este trabajo, con la determinación de las zonas seguras de operación, con el control del WECS y con el desarrollo de un modelo en programación interactivo, con el cual se puede seguir trabajando, implementar otras técnicas de control e incluso analizar diferentes aerogeneradores.

6.2. Perspectivas futuras

A continuación se plantean las perspectivas de trabajos futuros:

- Para un trabajo futuro, es deseable corroborar los resultados de este trabajo en un contexto experimental o al menos, en una plataforma virtual que permita integrar aspectos constructivos, tanto del generador eléctrico, como la del actuador principal en el aerogenerador, que es el convertidor de potencia conocida como *back-to-back*.
- Se debe desarrollar el análisis formal de estabilidad para el controlador PI como otro trabajo futuro relevante.
- Debido a la importancia de conservar el buen estado y funcionamiento de los WECS, es necesario continuar con el análisis de las zonas seguras de operación para este tipo de aerogeneradores y también para otros tipos. Seguir investigando en los diferentes factores que puedan ayudar a ampliar este rango de velocidades de viento y determinar nuevas zonas seguras con otras condiciones de operación.
- Utilizar la plataforma virtual desarrollada en este trabajo para la investigación y control de otros sistemas de generación eólica.

A. Diagrama de bloques

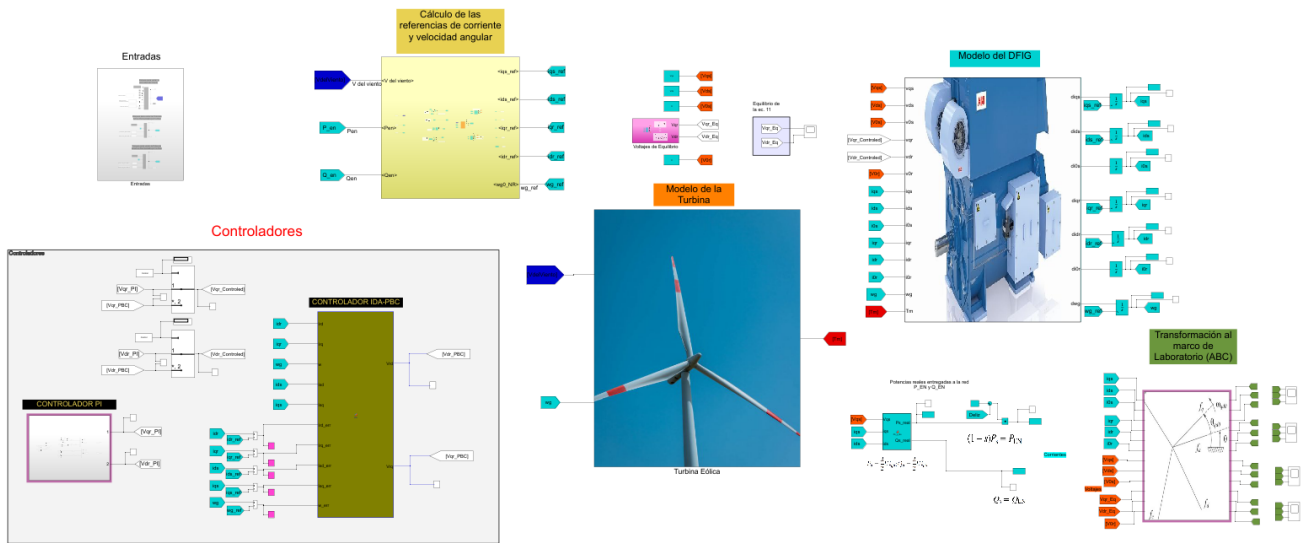


Figura A.1: Esquema del modelo en simulación

Referencias

- [1] J. Nathwani and D. M. Kammen, “Affordable energy for humanity: a global movement to support universal clean energy access,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 107, no. 9, pp. 1780–1789, 2019.
- [2] I. Lopez-Garcia, C. S. Lopez-Monsalvo, F. Beltran-Carbajal, R. Escarela-Perez, and J. C. Olivares-Galvan, “Secure operating bounds for wind energy conversion systems working as conventional power generation plants,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 12, pp. 2311–2318, 2019.
- [3] P. Kundur, *Power system stability*. CRC Press New York, NY, USA, 2007.
- [4] B. Obama, “The irreversible momentum of clean energy,” *Science*, vol. 355, no. 6321, pp. 126–129, 2017.
- [5] L. T. León Viltre, F. d. A. dos Santos Neves, and V. L. Miriam, “Análisis y modelado del generador de inducción doblemente alimentado,” *Ingeniería Energética*, vol. 35, no. 2, pp. 101–111, 2014.
- [6] W. E. C. G. GLOBAL, *GWEC-Global-Wind-Report-2021*. Brussels, Belgium., 2021. [Online]. Available: www.gwec.net
- [7] I. Hanif, S. M. F. Raza, P. Gago-de Santos, and Q. Abbas, “Fossil fuels, foreign direct investment, and economic growth have triggered co2 emissions in emerging asian economies: some empirical evidence,” *Energy*, vol. 171, pp. 493–501, 2019.
- [8] I. Lopez-Garcia, G. Espinosa-Perez, and V. Cardenas, “Power control of a doubly fed induction generator connected to the power grid,” *International Journal of Control*, vol. 92, no. 7, pp. 1471–1480, 2017.
- [9] D. Seyoum, M. Rahman, and C. Grantham, “Terminal voltage control of a wind turbine driven isolated induction generator using stator oriented field control,” in *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC'03.*, vol. 2. IEEE, 2003, pp. 846–852.
- [10] G. P. Prajapat, N. Senroy, and I. N. Kar, “Wind turbine structural modeling consideration for dynamic studies of DFIG based system,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1463–1472, 2017.
- [11] B. Yang, X. Zhang, T. Yu, H. Shu, and Z. Fang, “Grouped grey wolf optimizer for maximum power point tracking of doubly-fed induction generator based wind turbine,” *Energy conversion and management*, vol. 133, pp. 427–443, 2017.

- [12] D. Santos-Martin, S. Arnaltes, and J. R. Amenedo, "Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators," *Electric power systems research*, vol. 78, no. 11, pp. 1837–1840, 2008.
- [13] S. d. P. Gamboa Benítez, "Estudio del efecto de la conexión de generadores eólicos en la operación de sistemas eléctricos de potencia," Master's thesis, Quito, 2007., 2007.
- [14] M. Bašić, M. Bubalo, D. Vukadinović, and I. Grgić, "Sensorless maximum power control of a stand-alone squirrel-cage induction generator driven by a variable-speed wind turbine," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 16, no. 1, pp. 333–347, 2021.
- [15] R. Cardenas, R. Peña, S. Alepuz, and G. Asher, "Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 7, pp. 2776–2798, 2013.
- [16] I. López-García, F. Beltran-Carbajal, G. Espinosa-Pérez, and R. Escarela-Perez, "Passivity-based power control of a doubly fed induction generator with unknown parameters," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 26, no. 11, pp. 2402–2424, 2016.
- [17] I. Mező and A. Baricz, "On the generalization of the lambert W function," *Transactions of the American Mathematical Society*, vol. 369, no. 11, pp. 7917–7934, 2017.
- [18] I. Lopez-Garcia, J. Jimenez-Gonzalez, E. Campero-Littlewood, F. Beltran-Carbajal, and S. Maximov, "Online calculation of torque balance for power control of a dfig connected to an electrical grid," in *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [19] R. Cárdenas, M. Díaz, F. Rojas, J. Clare, and P. Wheeler, "Resonant control system for low-voltage ride-through in wind energy conversion systems," *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 6, pp. 1297–1305, 2016.
- [20] M. I. Mosaad, A. Alenany, and A. Abu-Siada, "Enhancing the performance of wind energy conversion systems using unified power flow controller," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 10, pp. 1922–1929, 2020.
- [21] C. Melendez, M. Diaz, F. Rojas, R. Cardenas, and M. Espinoza, "Control of a double fed induction generator based wind energy conversion system equipped with a modular multilevel matrix converter," in *2019 Fourteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*. IEEE, 2019, pp. 1–11.
- [22] H. H. Mousa, A.-R. Youssef, and E. E. Mohamed, "State of the art perturb and observe mppt algorithms based wind energy conversion systems: A technology review," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 126, p. 106598, 2021.
- [23] I. Khan, K. Zeb, W. U. Din, S. U. Islam, M. Ishfaq, S. Hussain, and H.-J. Kim, "Dynamic modeling and robust controllers design for doubly fed induction generator-based wind turbines under unbalanced grid fault conditions," *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 454, 2019.
- [24] M. Tomás-Rodríguez and M. Santos, "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 16, no. 4, pp. 381–390, 2019.

- [25] B. BOSSOUFI, H. A. Aroussi, and M. Boderbala, “Direct power control of wind power systems based on dfig-generator (wecs),” in *2020 12th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*. IEEE, 2020, pp. 1–6.
- [26] A.-R. Youssef, A. I. Ali, M. S. Saeed, and E. E. Mohamed, “Advanced multi-sector p&o maximum power point tracking technique for wind energy conversion system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 89–97, 2019.
- [27] A. G. Abokhalil, “Grid connection control of dfig for variable speed wind turbines under turbulent conditions,” *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 9, no. 3, pp. 1260–1271, 2019.
- [28] L. Xiong, P. Li, F. Wu, M. Ma, M. W. Khan, and J. Wang, “A coordinated high-order sliding mode control of dfig wind turbine for power optimization and grid synchronization,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 105, pp. 679–689, 2019.
- [29] I. Lopez-Garcia, C. S. Lopez-Monsalvo, F. Beltran-Carbajal, and E. Campero-Littlewood, “Alternative modes of operation for wind energy conversion systems and the generalised lambert w-function,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 13, pp. 3152–3157, 2018.
- [30] I. López-García, G. Espinosa-Pérez, H. Siguerdidjane, and A. Dòria-Cerezo, “On the passivity-based power control of a doubly-fed induction machine,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 45, no. 1, pp. 303–312, 2013.
- [31] C. Batlle, A. Dòria-Cerezo, G. Espinosa-Pérez, and R. Ortega, “Simultaneous interconnection and damping assignment passivity-based control: the induction machine case study,” *International Journal of control*, vol. 82, no. 2, pp. 241–255, 2009.
- [32] G. Abad, J. Lopez, M. Rodriguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation*. John Wiley & Sons, 2011, vol. 85.
- [33] W. Sadara and B. Neammanee, “Control technique of back-to-back converter for dfig in wind energy conversion system under abnormal voltage conditions,” *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 13, no. 9, pp. 1285–1295, 2018.
- [34] P. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. John Wiley & Sons, 2013.
- [35] M. R. Patel and O. Beik, *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC press, 2021.
- [36] I. Lopez-Garcia, “Control basado en pasividad de generadores de induccion con rotor devanado,” Ph.D. dissertation, PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México. Programa de Posgrado en Ingeniería, 2012.
- [37] F. D. Bianchi, H. De Battista, and R. J. Mantz, *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design*. Springer, 2007, vol. 19.
- [38] C.-D. Lai, “Generalized weibull distributions,” in *Generalized Weibull Distributions*. Springer, 2014, pp. 23–75.

- [39] A. D. Şahin, “Progress and recent trends in wind energy,” *Progress in energy and combustion science*, vol. 30, no. 5, pp. 501–543, 2004.
- [40] S. Heier, “translated waddington,” *R., Grid integration of wind energy conversion systems*, John Wiley&Sons, ABD, 1998.
- [41] J. P. Salameh, S. Cauet, E. Etien, A. Sakout, and L. Rambault, “Gearbox condition monitoring in wind turbines: A review,” *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 111, pp. 251–264, 2018.
- [42] L. Y. Villagrán-Villegas, I. V. Hernández-Rodríguez, J. C. Anzelmetti-Zaragoza, A. Marquina-Chávez, and C. M. Calderón-Ramón, “Generalidades de estrategias de control en aerogeneradores de transmisión directa,” *Científica*, vol. 21, no. 1, pp. 17–24, 2017.
- [43] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, “Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components,” *IEEE Transactions on industry applications*, no. 3, pp. 625–630, 1984.
- [44] J. Alcalá, S. Charre, M. Durán, and J. Gudiño, “Análisis del convertidor ca/cd/ca (back to back) para la gestión del flujo de potencia,” *Información tecnológica*, vol. 25, no. 6, pp. 109–116, 2014.
- [45] C. Prévé, *Protection of electrical networks*. John Wiley & Sons, 2013.
- [46] M. P. Kazmierkowski, R. Krishnan, and F. Blaabjerg, *Control in power electronics*. Elsevier, 2002, vol. 17.
- [47] J. Tian, C. Su, and Z. Chen, “Reactive power capability of the wind turbine with doubly fed induction generator,” in *IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2013, pp. 5312–5317.
- [48] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, S. D. Umans, and B. James, *Electric machinery*. McGraw-Hill New York, 2003, vol. 5.
- [49] M. C. Fernández, “Manual básico de matlab,” 2009.
- [50] “Diario oficial de la federación (dof), comisión reguladora de energía (cre), disposiciones administrativas de carácter general (dacg); criterios de, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional: Código de red, res/151/2016, abril 2016.”
- [51] S. de Energía, “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional,” *gob. mx*, 2018.
- [52] K. Ogata, *Ingeniería de control moderna*. Pearson Educación, 2010.
- [53] H. Sira-Ramirez, R. Marquez, F. Rivas-Echeverria, and O. Llanes-Santiago, *Control de sistemas no lineales: Linealización aproximada, extendida, exacta*. Pearson Prentice Hall, 2005.
- [54] H. K. Khalil, “Nonlinear systems third edition,” *Patience Hall*, 2002.
- [55] R. Ortega, A. J. Van Der Schaft, I. Mareels, and B. Maschke, “Putting energy back in control,” *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 21, no. 2, pp. 18–33, 2001.