

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Modelado y control de aerogeneradores para emulación de inercia con parques eólicos

Autor: María Luisa Buzón Ruiz del Portal

Tutor: Juan Manuel Mauricio

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Modelado y control de aerogeneradores para emulación de inercia con parques eólicos

Autor:

María Luisa Buzón Ruiz del Portal

Tutor:

Juan Manuel Mauricio

Profesor Titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Grado: Modelado y control de aerogeneradores para emulación de inercia con parques eólicos

Autor: María Luisa Buzón Ruiz del Portal
Tutor: Juan Manuel Mauricio

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi familia y amigos, su apoyo y motivación constante durante mis 4 años de recorrido por esta carrera.

En segundo lugar y no por ello menos importante, me gustaría agradecer a mi tutor Juan Manuel Mauricio todos los conocimientos que me ha aportado a lo largo del desarrollo de este proyecto. Su forma de enseñar hace a cualquiera interesarse por este mundo y tras este largo y bonito trabajo, comparto con él la pasión que desprende.

*María Luisa Buzón Ruiz del Portal
Sevilla, 2024*

Resumen

Actualmente, nos encontramos en un momento de transición energética sin precedentes, en el que las energías renovables juegan un papel protagonista.

El atractivo principal de estas formas de energía, entre las que se encuentra la energía eólica, reside en su capacidad de producir electricidad sin generar gases de efecto invernadero, haciendo uso de recursos ilimitados, tales como el sol o el viento. Claramente proponen una solución muy potente ante la amenaza del calentamiento global y la escasez de recursos fósiles, sin embargo, en términos de estabilidad eléctrica, presentan ciertos problemas para el sistema. Uno de ellos es la pérdida de inercia eléctrica.

Hasta hace unos años, la inercia de los grandes sistemas eléctricos interconectados no había sido un problema. Los generadores síncronos de las centrales eléctricas convencionales, se encargaban de aumentar su valor y establecer así un sistema robusto ante perturbaciones de frecuencia en la red. Actualmente, ante la creciente ola de des-carbonización, las plantas renovables están sustituyendo la generación eléctrica convencional y las máquinas síncronas que se encontraban directamente conectadas a la red y se encargaban de la respuesta inercial, están desapareciendo. La inercia eléctrica es algo vital para el buen funcionamiento de cualquier sistema eléctrico interconectado, luego, si de verdad queremos llegar a sustituir el 100% de las centrales eléctricas convencionales por plantas de generación renovable, debemos buscar solución a este problema.

En este trabajo, se plantea el uso de parques eólicos para la emulación de inercia, como una de las posibles soluciones al problema. Para ello, se ha desarrollado un modelo electromagnético y otro electromecánico de un mismo tipo aerogenerador, con el objetivo de estudiar el comportamiento de la estrategia de control implementada en sus convertidores y demostrar la capacidad existente en este tipo de tecnologías, de dar una respuesta inercial de calidad, propia de generadores síncronos convencionales.

Abstract

We are currently at a time of unprecedented energy transition, in which renewable energies play a leading role.

The main attraction of these forms of energy, including wind energy, lies in their ability to produce electricity without generating greenhouse gases, making use of unlimited resources such as the sun or wind. They clearly offer a very powerful solution to the threat of global warming and the scarcity of fossil resources, however, in terms of electricity stability, they present certain problems for the system. One of these is the loss of electrical inertia.

Until a few years ago, the inertia of large interconnected power systems was not a problem. The synchronous generators of conventional power plants were responsible for increasing their value and thus establishing a robust system in the face of frequency disturbances in the grid. Today, with the rising tide of decarbonisation, renewable plants are replacing conventional power generation and the synchronous machines that were directly connected to the grid and took care of the inertial response are disappearing. Electrical inertia is vital for the proper functioning of any interconnected electricity system, so if we really want to replace 100% of conventional power plants with renewable generation plants, we must find a solution to this problem.

In this work, the use of wind farms for inertia emulation is considered as one of the possible solutions to the problem. To this end, an electromagnetic and an electromechanical model of the same type of wind turbine have been developed, with the aim of studying the behaviour of the control strategy implemented in its converters and demonstrating the existing capacity of this type of technology to provide a quality inertial response, typical of conventional synchronous generators.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Acrónimos</i>	XI
1 Motivación	1
2 Introducción	5
2.1 Problemática	6
2.2 Solución planteada	7
2.3 Sumario	9
3 Inercia eléctrica	11
4 Modelo electromagnético Simulink	13
4.1 Turbina eólica	16
4.2 Control MPPT de la turbina	18
4.3 Modelo Mecánico	19
4.4 Modelo eléctrico <i>PMSM + VSC</i>	21
4.5 Control de corrientes de la PMSM	30
4.6 Emulador de Inercia	32
4.7 Bus DC	33
4.8 Modelo VSC del lado de red + control corrientes	35
4.9 Red equivalente	40
5 Modelo electromecánico en Pydae	45
5.1 Introducción a los sistemas DAE	46
5.2 Turbina eólica	46
5.3 Control MPPT de la turbina	47
5.4 Control de ángulo de pala	48
5.5 Sistema mecánico	48
5.6 Modelo eléctrico PMSM + VSC	50
5.7 Control PMSM + VSC	51
5.8 Emulador de inercia	51
5.9 Bus DC	52

5.10	Modelo de VSC del lado de red	52
5.11	Control de VSC del lado de red	53
6	Análisis y comparativa resultados	55
6.1	Resultados del modelo EMAG	55
6.2	Comparativa resultados modelos <i>EMAG - EMEC</i>	58
6.3	Resultados modelo EMEC	60
7	Conclusión	63
7.1	Próximos pasos	64
	<i>Índice de Figuras</i>	65
	<i>Índice de Tablas</i>	67
	<i>Índice de Códigos</i>	69
	<i>Bibliografía</i>	71
	<i>Índice alfabético</i>	73
	<i>Glosario</i>	73

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Acrónimos</i>	XI
1 Motivación	1
2 Introducción	5
2.1 Problemática	6
2.2 Solución planteada	7
2.3 Sumario	9
3 Inercia eléctrica	11
4 Modelo electromagnético Simulink	13
4.1 Turbina eólica	16
4.1.1 Bloque Simulink	16
4.1.2 Parámetros	16
4.2 Control MPPT de la turbina	18
4.2.1 Bloque Simulink	18
4.2.2 Parámetros	19
4.3 Modelo Mecánico	19
4.3.1 Bloque Simulink	20
4.3.2 Parámetros	21
4.4 Modelo eléctrico <i>PMSM + VSC</i>	21
4.4.1 Bloque Simulink	27
4.4.2 Parámetros	28
4.5 Control de corrientes de la PMSM	30
4.5.1 Bloque Simulink	31
4.5.2 Parámetros	32
4.6 Emulador de Inercia	32
4.6.1 Bloque Simulink	33
4.6.2 Parámetros	33
4.7 Bus DC	33
4.7.1 Bloque Simulink	34
4.7.2 Parámetros	35

4.8	Modelo VSC del lado de red + control corrientes	35
4.8.1	Bloque Simulink	36
4.8.2	Parámetros	40
4.9	Red equivalente	40
4.9.1	Bloque Simulink	41
4.9.2	Parámetros	42
5	Modelo electromecánico en Pydae	45
5.1	Introducción a los sistemas DAE	46
5.2	Turbina eólica	46
5.3	Control MPPT de la turbina	47
5.4	Control de ángulo de pala	48
5.5	Sistema mecánico	48
5.6	Modelo eléctrico PMSM + VSC	50
5.7	Control PMSM + VSC	51
5.8	Emulador de inercia	51
5.8.1	Medición de frecuencia y RoCoF	51
5.8.2	Emulación	52
5.9	Bus DC	52
5.10	Modelo de VSC del lado de red	52
5.11	Control de VSC del lado de red	53
6	Análisis y comparativa resultados	55
6.1	Resultados del modelo EMAG	55
6.2	Comparativa resultados modelos <i>EMAG - EMEC</i>	58
6.3	Resultados modelo EMEC	60
7	Conclusión	63
7.1	Próximos pasos	64
	<i>Índice de Figuras</i>	65
	<i>Índice de Tablas</i>	67
	<i>Índice de Códigos</i>	69
	<i>Bibliografía</i>	71
	<i>Índice alfabético</i>	73
	<i>Glosario</i>	73

Acrónimos

AC	Corriente Alterna (Alternating Current)
AVG	Promedio (Average)
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System)
DAE	Ecuaciones Diferenciales Algebraicas (Differential Algebraic Equations)
DC	Corriente Continua (Direct Current)
DFIM	Máquina de Inducción Doblemente Alimentada (Double-Fed Induction Machine)
EMAG	Electromagnético (Electromagnetic)
EMEC	Electromecánico (Electromechanical)
FCR	Regulación de Frecuencia Primaria (Frequency Control Reserve)
GS	Generador Síncrono
MPE	Error Máximo Permissible (Maximum Permissible Error)
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking)
PFR	Reserva de Energía Primaria (Primary Frequency Reserve)
PI	Proporcional-Integral (Proportional-Integral)
PLL	Lazo de seguimiento de fase (Phase-Locked Loop)
PWM	Modulación por Ancho de Pulso (Pulse Width Modulation)
RMS	Valor Eficaz o Valor Cuadrático Medio (Root Mean Square)
REE	Red Eléctrica de España
RES	Fuentes de Energía Renovable (Renewable Energy Sources)
RoCoF	Tasa de Cambio de Frecuencia (Rate of Change of Frequency)
TSO	Operador del Sistema de Transmisión (Transmission System Operator)
VSC	Convertidor de Tensión Controlada (Voltage Source Converter)
WECS	Sistema de Conversión de Energía Eólica (Wind Energy Conversion System)

1 Motivación

Hace tan sólo unos meses, en diciembre de 2023, tuvo lugar la 28ª conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en Dubai. Esta conferencia, conocida mundialmente como "La COP 28", reunió a responsables de casi 200 países con el fin de llegar a un acuerdo favorable al cambio climático. El balance final de la conferencia marca el principio del fin de la era de los combustibles fósiles. "Aunque en Dubai no hemos pasado página a la era de los combustibles fósiles, este es el principio del fin" [1], declaró el Secretario Ejecutivo de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, Simon Stiell, en su discurso de clausura.

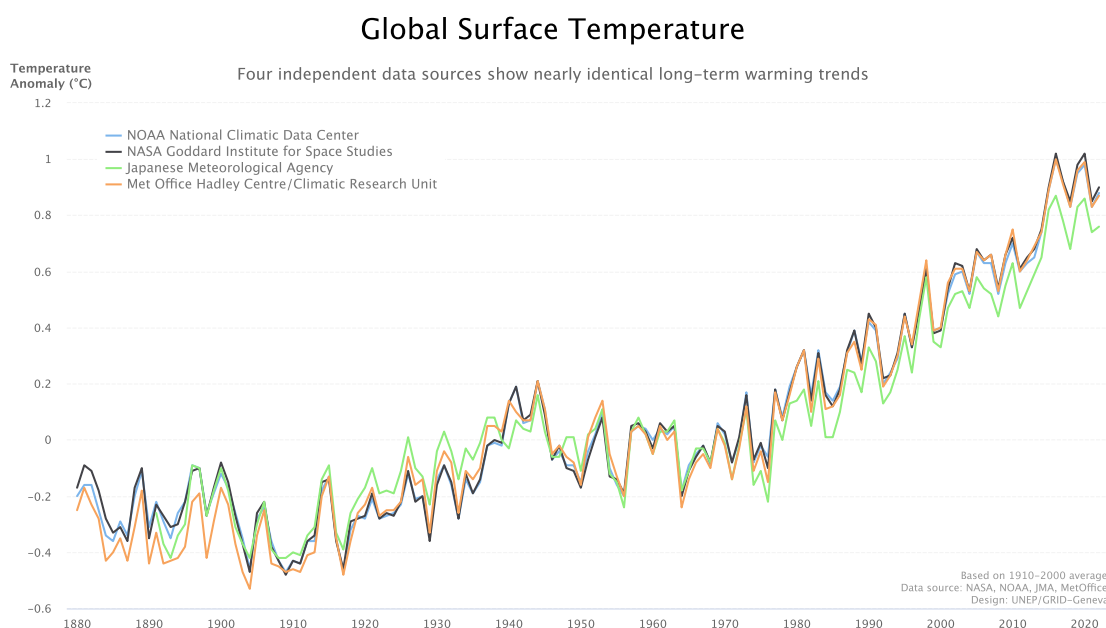


Figura 1.1 Temperatura media de la superficie terrestre entre 1880 y 2020.

La "COP28" acordó compromisos para triplicar la capacidad de energías renovables y duplicar la eficiencia energética para 2030. Las promesas al Fondo Verde para el Clima ascienden ahora a una cifra récord de 12.800 millones de dólares para las comunidades más vulnerables al clima. Con acciones como esta, durante los próximos dos años, se espera que los gobiernos preparen nuevos planes nacionales de acción climática para toda la economía. Estos planes deben estar alineados con el objetivo de temperatura de 1,5 grados y cubrir todos los gases de efecto invernadero [1].

Tal y cómo se muestra en la gráfica de la Fig. 1.1 la temperatura media de la superficie terrestre no ha dejado de subir desde los años 70. En 2020, se registraron valores por encima de 1°C de variación. Actualmente, la organización meteorológica mundial (OMM) alarma de que la temperatura media mundial en 2023 fue aproximadamente 1.45°C superior a la media del período 1850-1900 [2].

António Guterres, Secretario General de Naciones Unidas, sostuvo que "el mundo no puede permitirse retrasos, indecisiones ni medias tintas", e insistió en que "el multilateralismo sigue siendo la mejor esperanza de la humanidad. Es esencial unirse en torno a soluciones climáticas reales, prácticas y significativas que estén a la altura de la escala de la crisis climática", enfatizó [3].

Todas las conclusiones de la convención, ponen en el punto de mira a las energías renovables, que ya vienen creciendo de forma exponencial en los últimos años. La energía eólica instalada mundial creció en 2022 hasta situarse en 906 GW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). Los cinco principales mercados del mundo (China, EE.UU., Alemania, India y España) representan el 71 % de las instalaciones mundiales realizadas en 2022, siendo un 77,6% de nueva capacidad eólica instalada y conectada en el mundo en 2022 [4].

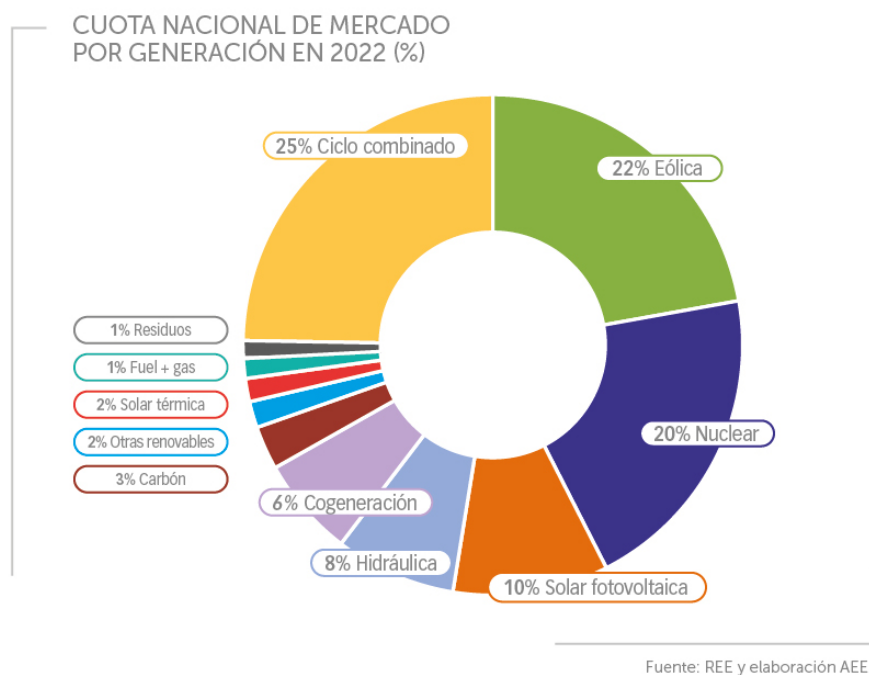


Figura 1.2 Cuota Nacional de Mercado por Generación en 2022 (%).

Con más de 30.000 MW de potencia acumulada, la energía eólica ha sido la primera fuente de generación eléctrica en España en 2023, superando el 24% de cobertura de la demanda. Todo apunta a que los resultados de 2024 serán similares, consolidándose como la tecnología que más electricidad genera en nuestro país. Los más de 22.000 aerogeneradores instalados en España ya generan más de 61.000 GWh eólicos. Siendo así el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India, y el segundo en Europa por detrás de Alemania [5].

En países donde la penetración de los sistemas de energía eólica (WECS) ya es significativa, como ocurre en España, los operadores del sistema están comenzando a preocuparse por el desempeño del sistema primario de regulación de frecuencia, ya que en su mayoría esas unidades no cooperan actualmente para mantener la frecuencia bajo control. En consecuencia, surge fuertemente la necesidad de estudiar la forma en que las unidades eólicas podrían participar en el soporte de la frecuencia del sistema. En 2015, Kristian Ruby, director de políticas de EWEA, afirmó "Debemos crear un sistema que recompense la flexibilidad. La energía eólica es capaz de proporcionar servicios adicionales como el control de voltaje y frecuencia, pero estos elementos aún no han sido recompensados adecuadamente. La energía eólica no sólo puede contribuir a la seguridad del suministro, sino que también reduce los costos de operación del sistema".

Actualmente, en la normativa de integración a red española, en concreto en la "*Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión*", se recoge la posibilidad de emular inercia a través de un módulo de parque eléctrico (MPE). En el apartado 1.9 de [6], dentro de los requisitos de frecuencia para la conexión a la red de instalaciones de generación de electricidad, se habla de la posibilidad de aportar inercia voluntariamente y se definen los requisitos que debe cumplir este tipo de servicios. Actualmente la emulación de inercia en España no es un requisito obligatorio pero sí se espera que en un futuro se establezcan incentivos o compensaciones específicas para los parques renovables que proporcionen servicios de estabilidad a la red eléctrica, como la emulación de inercia.

Red Eléctrica España (REE), confirma una tendencia mantenida de bajada de inercia en el sistema. En sus estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad, sostiene "Niveles decrecientes de inercia (30% inferior a la actualidad en 2030) en el sistema, podrían suponer riesgo de derivadas de frecuencia inadmisibles ante grandes desequilibrios. Habrá una necesidad de provisión adicional de inercia (natural o mediante controles grid-forming en la generación renovable) durante un 6% del tiempo en 2026." [7], "La capacidad de aporte de primaria (FCR) por parte de la renovable, agregadores de demanda... es deseable en escenarios futuros para evitar frecuencias tras perturbación fuera de los rangos normales de operación del sistema" [7].

Ante toda esta casuística actual, el presente documento, busca aportar una solución al creciente problema de escasez de inercia eléctrica en la red, haciendo uso de la cada vez más extendida energía eólica. La idea planteada, es hacer uso de la energía cinética almacenada en las grandes masas rotativas de los aerogeneradores para aportar inercia al sistema, de la misma forma que lo haría un generador síncrono conectado directamente a red.

2 Introducción

Tradicionalmente la respuesta inercial no se ha considerado un servicio auxiliar sino una característica natural del sistema eléctrico. Los sistemas de potencia hasta hace pocos años dependían prácticamente en su totalidad de sistemas de generación de energía convencionales que producían electricidad a partir de grandes generadores síncronos (GS) [8].

En los sistemas de generación convencionales, debido al intercambio continuo de energía entre las masas rotativas de los GS y la red, las dinámicas de frecuencia del sistema se limitan y la frecuencia se mantiene dentro de un rango admisible. Tras una gran perturbación en la red, cómo podría ser la desconexión de una central de generación, la frecuencia se desvía significativamente de su valor nominal y los GS liberan la energía cinética almacenada en sus masas rotativas como respuesta inercial, lo que impide que la desviación de frecuencia sea muy acusada. Además de esto, los GS participan en el control de frecuencia primaria y secundaria, aumentando o disminuyendo su generación de energía activa [8].

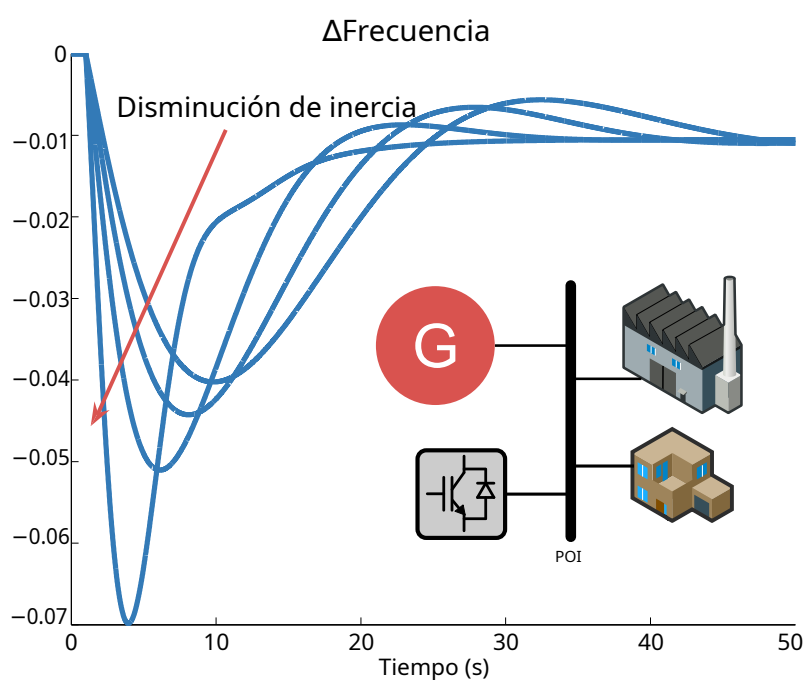


Figura 2.1 Evolución de la respuesta de frecuencia del sistema con la bajada de su inercia.

Con la alta integración de recursos conectados a red a través de convertidores electrónicos, cómo por ejemplo recursos de energía renovable (RES, "Renewable Energy Storage") o recursos de almacenamiento de energía con baterías (BESS, "Battery Energy Storage System") que reemplazan a los GS, se está comenzando a notar una disminución significativa de la inercia eléctrica de los sistemas. Sobre todo, en redes débiles cómo islas. Ante estos hechos, muchos operadores del sistema (TSO, "Transmission System Operator") en diversos países han comenzado a reconocer el valor de la respuesta inercial [9].

Esta relación, inercia-frecuencia, se ve representada de manera esquemática en la Fig. 2.1. En dicha imagen se observa cómo podría aumentar la velocidad de caída de la frecuencia de un sistema eléctrico, conforme disminuye su inercia, para una misma perturbación.

2.1 Problemática

Desde la perspectiva de los TSO, la reducción de inercia del sistema tiene principalmente dos implicaciones en la estabilidad de la frecuencia del mismo:

1. Mayor RoCoF, "Rate of Change of Frequency", lo que puede provocar la desconexión de componentes de la red, especialmente de generación renovable integrada.
2. Mayores desviaciones de frecuencia (nadirs/zeniths), que pueden provocar pérdidas de carga y, en el peor de los casos, el colapso del sistema.

Además, estas variaciones de frecuencia, exponen a los GS convencionales a un mayor riesgo de inestabilidad. Esto es, una variación brusca de la frecuencia en el punto de conexión de la máquina, puede ocasionar mayores aceleraciones en la misma, llevándola a alcanzar antes el ángulo máximo de su rotor. Una vez superado el ángulo máximo del rotor, es muy probable que se produzca un deslizamiento de los polos de la máquina y la protección hará que se desconecte el generador, lo que supondría una carga aún mayor para el sistema y podría provocar una desconexión en cascada [8].

Para comprender mejor el papel de la inercia eléctrica en el sistema, la Fig. 2.2 muestra cómo la frecuencia del sistema podría cambiar después de una contingencia en la red en casos de alta y baja inercia. Los parámetros clave involucrados son: (1) tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), (2) nadir de frecuencia y (3) frecuencia de estado estable. Para mantener y operar el sistema eléctrico en un estado seguro, los tres parámetros que caracterizan la frecuencia del sistema deben restringirse para evitar implicaciones adicionales, como deslastre de carga, disparos en cascada y, en el peor de los casos, el colapso del sistema "Black-out" [8]. En la Fig. 2.2 se analizan las respuestas de frecuencia de dos sistemas: (1) sistema eléctrico de alta inercia, curva azul, (2) sistema eléctrico de baja inercia, curva roja. En un sistema con poca inercia, se observa un nadir de frecuencia alcanzado más bajo y un RoCoF más rápido. Cómo la reserva de frecuencia primaria (PFR, "Primary Frequency Reserve") en ambos sistemas es la misma, la frecuencia de estado estacionario se estabiliza en el mismo valor.

Lo interesante de esta figura es el cambio en la respuesta del sistema de baja inercia una vez se le añade más inercia, es decir, cómo la curva roja pasa a ser la curva punteada en verde gracias al aumento de reserva inercial del sistema. Lo que se observa es una pronta ralentización del RoCoF, es decir, un descenso más lento de la frecuencia eléctrica del sistema ante el mismo evento de red y por consecuencia, un nadir menos acusado. En conclusión, con esta figura se observa cómo se mejora la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico con la adición de inercia al mismo.

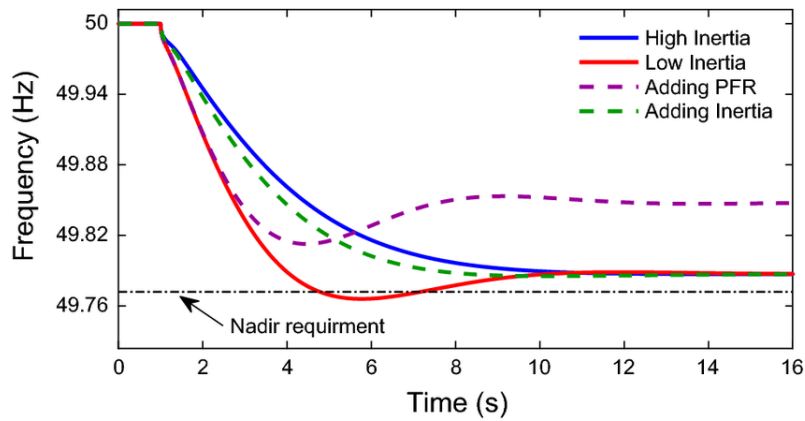


Figura 2.2 Efectos de la baja inercia en el comportamiento de la frecuencia del sistema [8].

2.2 Solución planteada

Este trabajo busca aportar inercia al sistema a través del desarrollo de una estrategia de control que consiga emular inercia a través de aerogeneradores. El objetivo es conseguir una respuesta inercial propia de GS convencionales, aprovechando la energía cinética que se encuentra acumulada en la masa rotativa turbina-generador.

La respuesta inercial es una respuesta previa al control de frecuencia primario. Tal y cómo se observa en la Fig. 2.3 la respuesta inercial es la primera respuesta que sufre el sistema. Es una reacción prácticamente instantánea, del orden de pocos segundos [10]. Es por ello, que se plantea el uso de la electrónica de potencia para asumir este papel, pues el control de convertidores varía desde microsegundos hasta milisegundos [11].

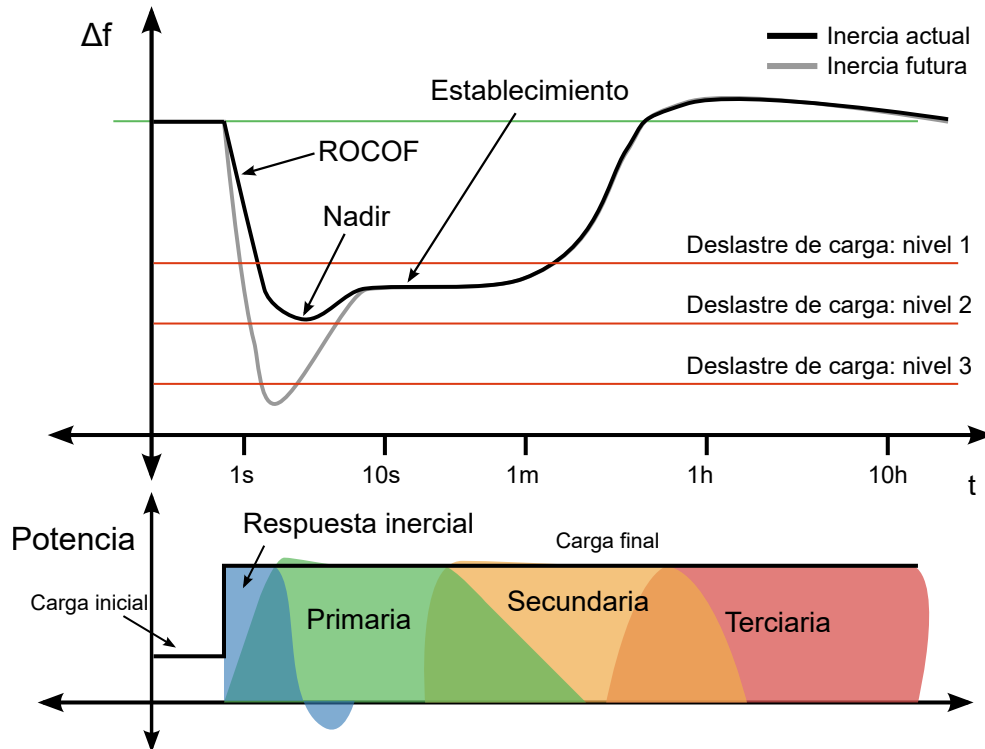


Figura 2.3 Variación de la frecuencia con el tiempo ante las distintas respuestas potencia-frecuencia de la red.

Para analizar la estrategia de control diseñada y comprobar que con ella se obtiene la respuesta inercial deseada, se ha desarrollado un mismo modelo de aerogenerador en dos entornos de simulación distintos:

- En primer lugar, se ha implementado un modelo electromagnético (EMAG) de aerogenerador en el entorno de programación visual, MATLAB-Simulink®.
- Posteriormente, se ha desarrollado un modelo electromecánico (EMEC) del mismo tipo de aerogenerador, haciendo uso de la plataforma Pydae®, que consiste en una colección de código abierto de subrutinas de Python para la generación, solución y análisis de sistemas de ecuaciones algebraicas diferenciales (DAE).

El objetivo de usar dos modelos es poder analizar distintas variables. Con el modelo electromagnético de Simulink®, se busca validar la respuesta del control diseñado, en pequeños rangos de tiempo, del orden de pocos segundos y ver que se consigue la respuesta inercial esperada sin que ello afecte a la estabilidad de tensiones y corrientes internas de la máquina. Por otro lado el modelo electromecánico, sirve para analizar variables del modelo que son relevantes para periodos más largos de tiempo. Esto se puede resumir en que el modelo EMAG busca verificar que el control diseñado no inestabiliza la respuesta de la máquina, mientras que el modelo EMEC, una vez se ha comprobado que el control diseñado no es inestable, se utiliza para analizar el impacto que tiene este tipo de respuesta en el sistema eléctrico actual.

Ambos modelos simulan la respuesta de un aerogenerador de "Siemens-Gamesa" de 6 MW de potencia compuesto por una máquina síncrona de imanes permanentes, denotada por sus siglas en inglés como PMSM, *Permanent Magnet Synchronous Machine*. Este tipo de máquinas son muy usadas en sistemas de conversión de energía eólica (WECS, *Wind Energy Conversion System*) debido a su condición de velocidad variable. Gracias al convertidor "Back to back" o "Full converter",

las PMSM son capaces de controlar sus salidas de potencia activa y reactiva según lo requiera el operador del sistema [12], tal y como se muestra a lo largo del documento.

Otro de los atractivos de la PMSM, frente a otras máquinas de velocidad variable como serían las máquinas de inducción doblemente alimentadas (DFIM, "*Double Fed Induction Machine*"), es que no necesita caja de cambios o "*Gearbox*". Esto implica [13]:

- Un menor trabajo de operación, puesto que los mecanismos de transmisión son los que más mantenimiento necesitan.
- Un menor tamaño y peso de la góndola, lo que posibilita un diseño más compacto y facilita su transporte.
- Y lo más importante, menores pérdidas de potencia activa.

2.3 Sumario

Los hitos que componen este trabajo son los siguientes:

1. Desarrollar el modelo electromagnético de aerogenerador conectado a red en Simulink®.
2. Implementar en él la estrategia de control para emular una respuesta inercial y analizar su efecto en el comportamiento de tensiones y corrientes de la máquina.
3. Una vez comprobada la estabilidad de la respuesta controlada, pasar el modelo a electromecánico haciendo uso de la herramienta de simulación Pydae®. Verificando que ambos modelos, EMAG y EMEC responden igual ante las mismas perturbaciones.
4. Crear un parque eólico de 8 de estos aerogeneradores en Pydae y analizar el comportamiento de la red ante un evento de frecuencia, comparándolos con los de un mismo parque sin respuesta inercial y con los de un generador síncrono convencional equivalente.

Para explicar de forma clara y detallada todas las partes, el documento se divide en 4 capítulos principales, ordenados de acuerdo al hilo temporal en el que han sido desarrollados. Para empezar, en el capítulo 3 se explica de manera teórica el concepto de inercia eléctrica, dando a entender su importancia en la estabilidad del sistema y la idea por la cual surge este proyecto. En los capítulos 4 y 5 se desarrollan los modelos electromagnético y electromecánico correspondientes. Por último en el capítulo 6 se comparan resultados de ambos y se analizan para concluir finalmente en el capítulo 7, la utilidad de este trabajo.

3 Inercia eléctrica

La inercia se define como la resistencia de un objeto físico a un cambio en su estado de movimiento, incluidos cambios de velocidad y dirección [14].

En sistemas de potencia, la inercia hace referencia a las máquinas rotativas que se encuentran conectadas a la red sin convertidores electrónicos de por medio (e.g. GS, generadores síncronos y motores). La resistencia al cambio de velocidad de giro se expresa por el momento de inercia de la masa en rotación. Tradicionalmente, la inercia total de un sistema eléctrico está determinada por las grandes masas giratorias de las centrales eléctricas convencionales, es decir, el generador y la turbina conectados al mismo eje. Debido al acoplamiento sincrónico de las máquinas con la red, su velocidad de rotación (ω_m) está relacionada con la velocidad angular del campo electromagnético (ω_e). Durante una perturbación que causa un desequilibrio entre los dos pares opuestos, mecánico-eléctrico, el par neto en el rotor es diferente de cero, lo que conduce a una aceleración o desaceleración de acuerdo con la ecuación de oscilación electromecánica en (3.1) [8].

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e = T_a \quad (3.1)$$

dónde J es el momento de inercia del conjunto turbina-generador (kgm^2), T_m el par mecánico (Nm), T_e par eléctrico (Nm) y T_a par de aceleración o desaceleración (Nm).

Los GS se caracterizan por su constante de inercia H , que se define como la energía cinética E_c , almacenada en la masa giratoria a la velocidad nominal, entre la potencia nominal de la máquina S_n [15]. Como se muestra en (3.2).

$$H = \frac{E_c}{S_n} = \frac{J\omega_{m,n}^2}{2S_n} \quad (3.2)$$

dónde $\omega_{m,n}$ es la velocidad mecánica de giro nominal (rad/s). $\omega_e = p\omega_m$, dónde p es el número de pares de polos. Asumiendo $\omega_m = \omega_{m,n}$ para un rango de variación de velocidad limitado y $p = 1$, las Ecs.(3.1) y (3.2) pueden reformularse como:

$$P_m - P_e = \frac{2HS_n}{\omega_{m,n}} \frac{d\omega_e}{dt} \quad (3.3)$$

dónde P_m es potencia mecánica (W), P_e potencia eléctrica (W) y ω_e velocidad angular del campo electromagnético (rad/s).

La respuesta inercial síncrona, por tanto, se puede definir como la liberación de la energía ci-

nética almacenada en el rotor de las máquinas síncronas debida a la inercia de su masa rotativa para compensar el desequilibrio de potencia sufrido en la red. A través de la ecuación (3.3), observamos cómo la inercia de un sistema y su respuesta en frecuencia ante perturbaciones de potencia, está directamente relacionada con su valor de inercia H .

En un sistema de potencia de alta inercia, el papel principal de las máquinas que disponen de esta respuesta es proporcionar apoyo de potencia a corto plazo (2~9s). En este corto margen de tiempo, la máquina puede reaccionar a la tasa de cambio de frecuencia del sistema (RoCoF), evitando que la frecuencia del sistema caiga rápidamente y ganando tiempo para la respuesta de frecuencia primaria, aunque no sean capaces de suprimir por completo la profundidad de la caída de frecuencia [10].

La importancia del tiempo de reacción en este tipo de respuestas, lleva inevitablemente a pensar en el uso de la electrónica de potencia. Todo esto, sumado a la creciente integración de energías renovables conectadas a red a través de convertidores, hace muy atractiva e interesante, la posibilidad de utilizar estos recursos verdes para la respuesta inercial del sistema [16].

4 Modelo electromagnético Simulink

Para desarrollar la estrategia de control de emulación de inercia eléctrica, se ha hecho uso de la plataforma de simulación Simulink®. En ella, se ha desarrollado un modelo electromagnético de aerogenerador detallado, en el que posteriormente poder implementar la estrategia de control capaz de obtener la respuesta inercial deseada.

El modelo electromagnético de una máquina eléctrica se centra principalmente en el estudio de las interacciones eléctricas y magnéticas de sus componentes. Lo que se busca con este modelo en Simulink® es verificar que el control implementado en los convertidores, no inestabiliza la respuesta del generador. Por ello, este primer modelo se centra en el marco a corto plazo, es decir, analiza las corrientes y tensiones de la máquina en el margen de actuación del control inercial, esto es, en pocos segundos.

Para obtener un comportamiento lo más cercano a la realidad se han parametrizado las ecuaciones a partir de datos de un aerogenerador real. En concreto, se ha utilizado como referencia el modelo de Siemens-Gamesa "SWT-6.0-154" de 6 MW de potencia [17]. El modelo electromagnético implementado en Simulink® se resume en el siguiente esquema:

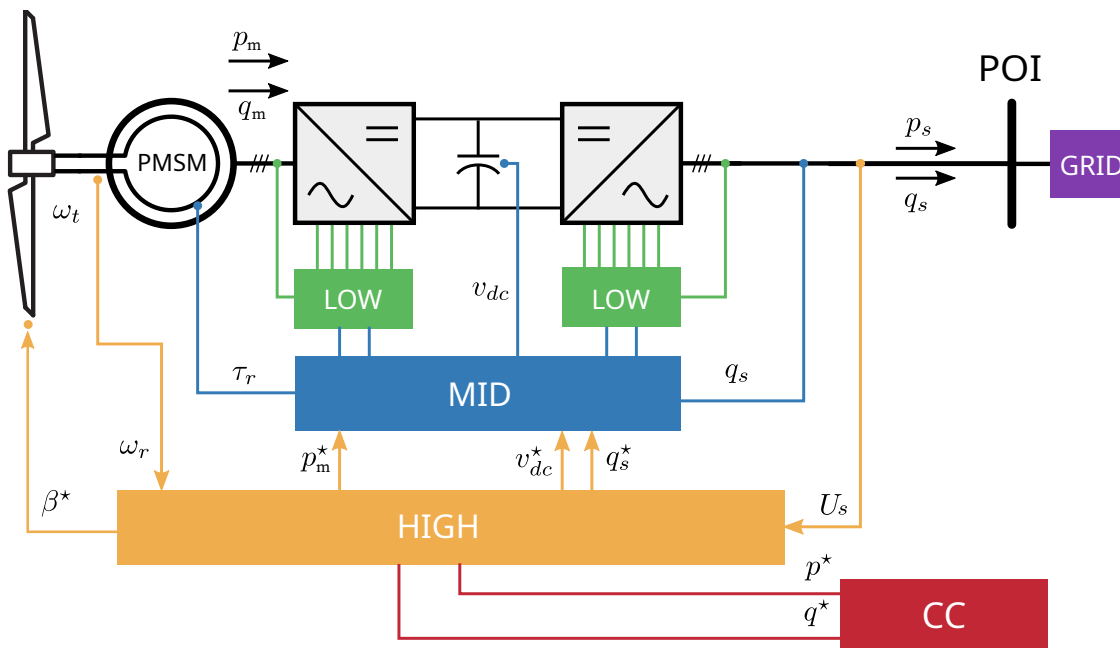


Figura 4.1 Esquema simplificado del modelo implementado.

El esquema de la Fig. 4.1 muestra las diferentes partes que componen el modelo de Simulink®. En el unifilar podemos distinguir los siguientes elementos, empezando de izquierda a derecha:

1. Turbina eólica.
2. Generador síncrono de imanes permanentes, *PMSM*.
3. Convertidor electrónico "*Full Converter*".
4. Conexión a red, "*Grid*".

Además de ello, en la imagen se pueden observar los diferentes niveles de control implementados, distinguidos de más alto a más bajo nivel. Es decir, de mayor a menor duración de respuesta. Dicho esquema simplificado, representa el esqueleto o la idea básica del modelo desarrollado en este proyecto.

En la Fig. 4.2 se muestra el esquema de bloques que define el modelo implementado, donde se pueden observar las conexiones de los distintos bloques, es decir, qué señales reciben y cuáles envían, diferenciando entre la parte electromagnética (EMAG, valores promedio AVG) y electromecánica (EMEC, valores eficaz RMS). En la Fig. 4.3 se muestra el esquema de bloques desarrollado en la

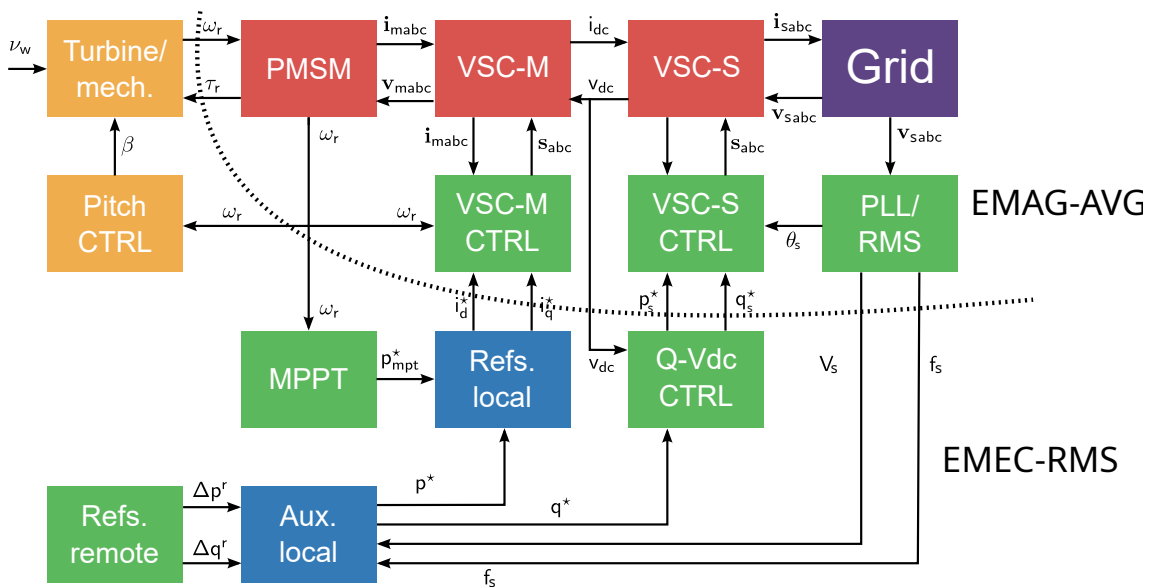


Figura 4.2 Esquema de bloques del modelo de aerogenerador conectado a red.

plataforma Simulink®. En dicho esquema, se aprecian los distintos bloques ordenados y conectados en concordancia con el esquema mostrado en la Fig. 4.2. A continuación, se verán de forma detallada y siguiendo en orden, de izquierda a derecha, cada uno de los bloques que conforman el modelo de aerogenerador. En las diferentes secciones del capítulo se explican las ecuaciones teóricas que definen el bloque correspondiente, se muestra el código implementado en Simulink® y se calculan los parámetros necesarios para su funcionamiento.

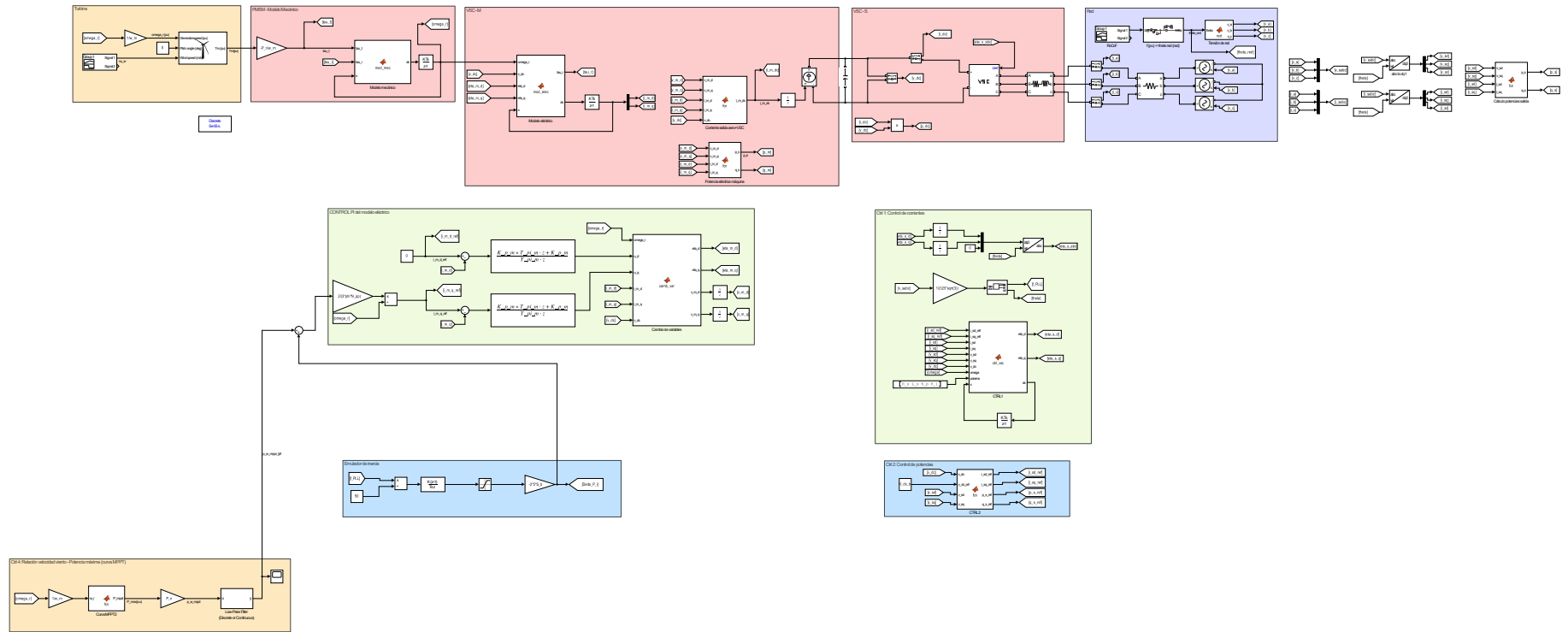


Figura 4.3 Esquema de bloques del modelo de arogenerador conectado a red, Simulink.

4.1 Turbina eólica

La turbina eólica se encarga de proporcionar la potencia mecánica de entrada al generador a partir del viento. En el modelo de aerogenerador implementado en Simulink® se ha hecho uso de un bloque predefinido denominado "*Wind Turbine*". A continuación, se muestran las señales que conectan el bloque al resto del modelo y su configuración.

Las ecuaciones que definen el comportamiento de una turbina eólica [18] se muestran en el apartado 5.2, dentro del modelo electromecánico implementado en Pydae®.

4.1.1 Bloque Simulink

Para modelar la turbina del aerogenerador "*SWT-6.0-154*", se ha utilizado el bloque de librería de la plataforma Simulink® denominado "*Wind Turbine*". En la Fig. 4.4 se muestra el bloque y las diferentes entradas y salidas que lo conectan al resto del modelo. El bloque "*Wind Turbine*" definido,

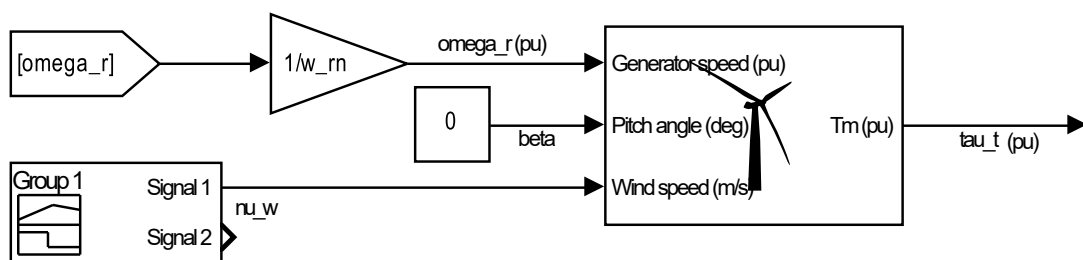


Figura 4.4 Bloque turbina eólica Simulink.

consta de 3 entradas:

- $[\omega_r (pu)]$: Velocidad de giro del rotor del generador síncrono, $\omega_r (pu)$.
- $[\beta]$: Ángulo de pala, $\beta (deg)$.
- $[\nu_w]$: Velocidad de viento, $\nu_w (m/s)$.

Y una única salida:

- $[\tau_t (pu)]$: Par mecánico generado por la turbina, $T_m (pu)$.

4.1.2 Parámetros

Los parámetros que definen esta turbina vienen dados por el fabricante de aerogeneradores *Siemens-Gamesa* [17]. En la tabla 4.1 se muestran los valores que caracterizan este modelo de turbina.

Tabla 4.1 Parámetros modelo turbina "*SWT-6.0-154*".

Parámetros	Valores
Tensión Nominal (U_n)	690 V
Potencia Nominal (P_n)	6 MW
Velocidad Nominal Viento (ν_w)	13 m/s
Máxima velocidad Rotor (N_n)	11 rpm
Longitud Pala (R)	77 m

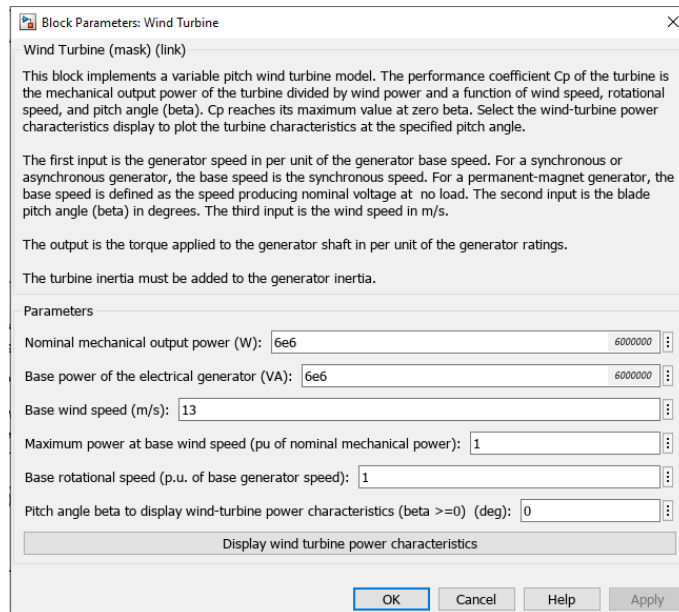


Figura 4.5 Parametrización del bloque "Wind Turbine" en Simulink.

Todos los parámetros de la tabla 4.1 se han introducido en el bloque "Wind Turbine" tal y como se observa en la Fig. 4.5. De esta forma se ha definido la turbina de manera que para 13 m/s de viento, entregue su potencia nominal, que son 6 MW de potencia activa. Además de esta configuración de parámetros, el bloque *Wind Turbine* de Simulink® ofrece la posibilidad de ver gráficamente las curvas características de potencia de la turbina definida, Fig. 4.6. A diferencia del modelo de Pydae®, en este modelo no se ha tenido en cuenta la tecnología "Pitch Control" o "Control del ángulo de palas" capaz de controlar la velocidad de giro de la turbina. Este modelo de Simulink, al ser un modelo electromagnético centrado en la respuesta de corriente y tensión tras el control inercial, se estudia en márgenes de tiempo muy cortos para los que el control de ángulo de palas no es de interés. El modelo electromecánico, sin embargo, estudia la respuesta de potencia de la máquina para periodos de tiempo más largos, en los que sí podría ser de utilidad. Las ecuaciones que definen el *Pitch Control* se encuentran por tanto en el capítulo 5.4 del modelo EMEC de Pydae®.

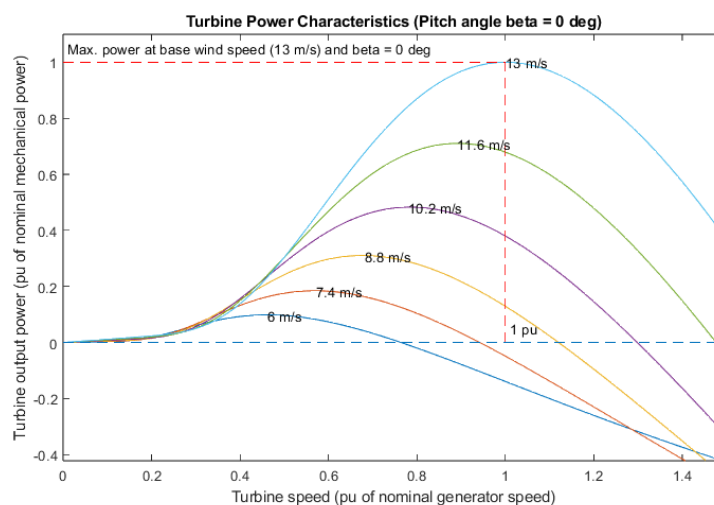


Figura 4.6 Curva característica de potencia de la turbina de Simulink.

4.2 Control MPPT de la turbina

El control del punto de máxima potencia de la turbina, MPPT, es el control de más alto nivel del modelo, es decir, es el control más lento. Se encarga de calcular la máxima potencia que es capaz de capturar la turbina para cada valor de viento [18]. Para ello, se define una curva con los puntos de máxima potencia que alcanza la turbina para cualquier valor de velocidad de viento o velocidad de giro del rotor. En este caso nos interesa conocer el valor de potencia máxima en función de la velocidad de giro de la máquina síncrona, luego partiendo de los puntos pico de potencia de la Fig. 4.6, llegamos a la ecuación 4.1 que se encuentra dentro del bloque Simulink® denominado "Curva MPPT2".

$$P_{mppt} = 1.369\omega_r^3 - 0.7839\omega_r^2 + 0.5306\omega_r - 0.114 \quad (4.1)$$

Dicha ecuación se correspondería con la curva azul más señalada que aparece sobre las curvas características de potencia de la turbina en la Fig. 4.7. De esta forma, para cada valor de velocidad

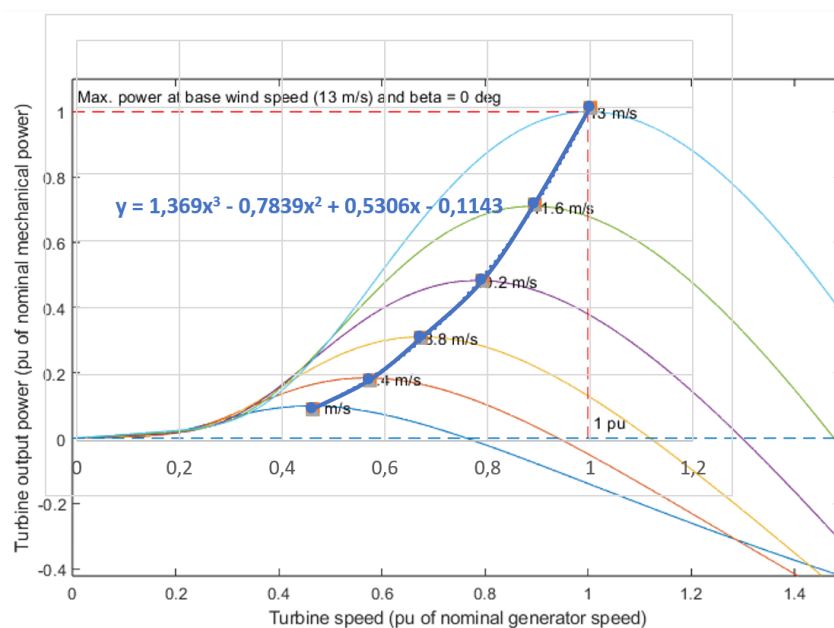


Figura 4.7 Curva MPPT característica de la turbina modelada.

de giro de la máquina, podemos conocer la potencia máxima que se le puede pedir a la máquina. El algoritmo MPPT oscilará entorno al punto máximo de la curva hasta estabilizarse en él debido a la ecuación mecánica del generador, que se explica en el siguiente apartado.

En el apartado 5.3, se define la misma estrategia de control MPPT para el modelo electromecánico.

4.2.1 Bloque Simulink

En la Fig. 4.8, se muestra el bloque que alberga la curva MPPT, denominado "Curva MPPT2". Dicho bloque tiene una única señal de entrada y una única señal de salida. A la derecha del todo se encuentra un filtro de paso bajo "Low-Pass Filter (Discrete)" que se encarga de retrasar la señal de salida simulando así el comportamiento real del control.

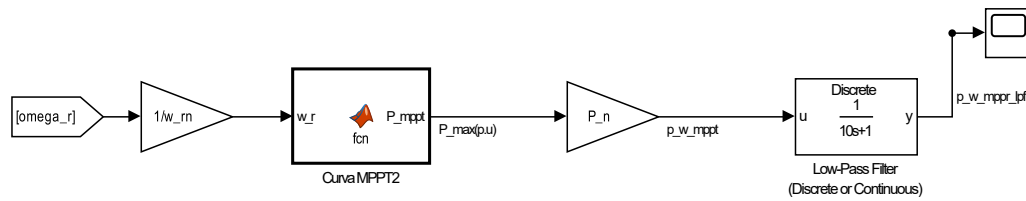


Figura 4.8 Curva característica de potencia de la turbina de Simulink.

Señal de entrada al bloque de cálculo "Curva MPPT2":

- $[\omega_r(\text{pu})]$: Velocidad de giro del rotor del generador síncrono, $\omega_r(\text{pu})$. En por unidad de la velocidad de giro nominal de la turbina.

Señal de salida:

- $P_{\text{max}}(\text{pu})$: Potencia máxima que puede generar la turbina para ese valor de velocidad de giro del rotor, $P_{\text{max}}(\text{pu})$

Dentro del bloque "Curva MPPT2" se encuentra definida la curva:

```

1 function P_mppt = fcn(omega_r)
2 P_mppt = 1.369*(omega_r)^3-0.7839*(omega_r)^2+0.5306*(omega_r)
   -0.1143;

```

Código 4.1 Código del bloque "Curva MPPT2".

4.2.2 Parámetros

La curva MPPT se ha definido a partir de los puntos de potencia máxima de la turbina y las velocidades de giro de la máquina para los que se alcanzan. Los parámetros de este control son por tanto, los coeficientes de la curva MPPT y la constante de tiempo del filtro de paso bajo. Este último, se encarga de ajustar los tiempos de control de forma que no interfiera con otros controles de más alto nivel, como el emulador de inercia.

Tabla 4.2 Parámetros Control MPPT.

Parámetros	Valores
Coficiente principal de la curva MPPT, a_3	1.369
Coficiente de grado 2 de la curva MPPT, a_2	-0.7839
Coficiente de grado 1 de la curva MPPT, a_1	0.5306
Término independiente de la curva MPPT, a_0	0.1143
Constante de tiempo del filtro paso bajo, T_{mppt}	10

4.3 Modelo Mecánico

El bloque que conecta la turbina al generador síncrono de imanes permanentes y que por tanto define la velocidad de giro de la máquina, es el que se ha denominado "Modelo mecánico". Este bloque se encarga de acoplar la turbina al generador, es decir, de transmitir el par mecánico de la turbina a la máquina síncrona de imanes permanentes.

En el modelo de aerogenerador en Simulink[®], se ha considerado un sistema de masa única, es decir,

se ha despreciado la componente elástica del eje que une la turbina y el rotor del generador de manera que exista una única masa giratoria por simplicidad. Como se observa en la Fig. 4.9. El objetivo de este modelo es estudiar las respuestas electromagnéticas de la máquina en pequeños rangos de tiempo, para los que la potencia mecánica o el par de viento pueden considerarse constantes.

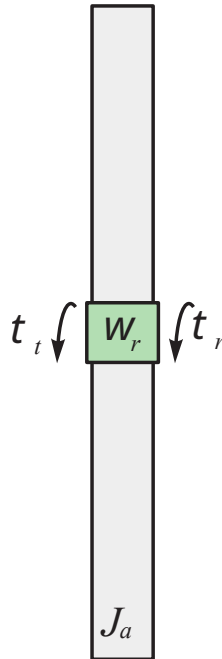


Figura 4.9 Sistema de transmisión de masa única..

La ecuación mecánica que define por tanto el acoplamiento turbina-generator es la siguiente:

$$\frac{dw_r}{dt} = \frac{1}{J_a} (\tau_t - \tau_r - k_f w_r) \quad (4.2)$$

Dónde,

- w_r es la velocidad de giro del rotor en rad/s .
- J_a es la inercia de la masa rotativa en
- τ_t es el par mecánico entregado por la turbina eólica en Nm .
- τ_r es el par mecánico que demanda el generador en Nm .
- k_f es la constante de fricción.

En la sección 5.5, se desarrolla un sistema mecánico algo más complejo, de dos masas, que representa de manera más fiel el acoplamiento turbina-generator para el modelo electromecánico.

4.3.1 Bloque Simulink

El bloque que representa el sistema de acoplamiento mecánico del modelo en Simulink[®] se muestra a continuación, en la Fig. 4.10. Tal y como se aprecia en el esquema de la figura, el bloque de modelo mecánico definido en Simulink[®] tiene 3 entradas:

- $[\tau_{au_t}]$: Par mecánico entregado por la turbina, τ_t (Nm)
- $[\tau_{ar_r}]$: Par electromecánico del rotor de la PMSM, τ_r (Nm)

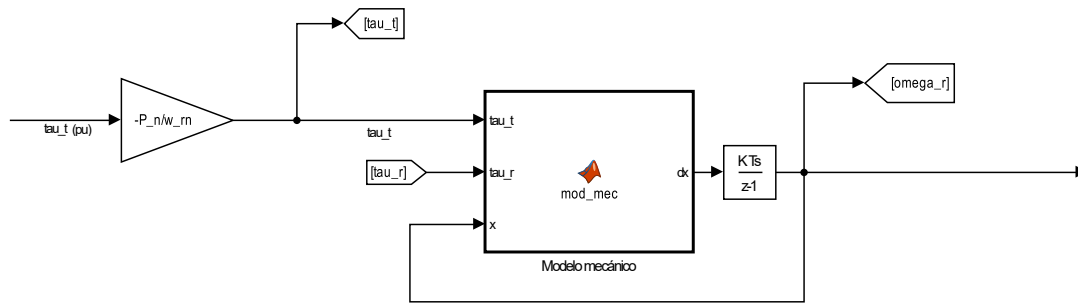


Figura 4.10 Bloque del modelo mecánico de la PMSM en Simulink.

- [omega_r] : Velocidad de giro del rotor, entra como variable de estado, ω_r (rad/s)

Y una salida, que va directa a un integrador:

- [domega_r] : Derivada de la variable de estado, $\frac{d\omega_r}{dt}$ (rad/s²)

Dentro del bloque "Modelo mecánico" se define el sistema de ecuaciones en variables de estado que modela el acoplamiento mecánico descrito,

```

1 function dx = mod_mec(tau_r, tau_t, k_f, J_a)
2
3 omega_r = x;
4 domega_r = 1/J_a*(tau_t - tau_r - k_f*omega_r)
5 dx = domega_r;

```

Código 4.2 Código del bloque "Modelo mecánico".

4.3.2 Parámetros

Los parámetros de esta ecuación se definen en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Parámetros Modelo mecánico.

Parámetros	Valores
Velocidad Nominal Rótor($w_{r,n}$)	1.1519 rad/s
Inercia Aerogenerador (J_a)	$36.87 \cdot 10^6 \text{ Kg}m^2/s$
Constante de Fricción (K_f)	≈ 0

Donde, $w_{r,n}$ se ha obtenido a partir de la velocidad de giro nominal de la turbina N_n a través de la relación (4.3),

$$w_{r,n} = N_n \cdot \frac{2\pi}{60}, \tag{4.3}$$

J_a se ha obtenido a partir de datos reales de un aerogenerador de la misma potencia nominal y la constante k_f se ha despreciado de manera que el acoplamiento sea ideal, es decir, se desprecian pérdidas de fricción.

4.4 Modelo eléctrico PMSM + VSC

El generador síncrono de imanes permanentes es un tipo de máquina síncrona particular, que como su propio nombre indica, en lugar de tener un rotor bobinado alimentado con corriente continua

consta de un rotor imantado. En otras palabras, un imán giratorio. En la Fig. 4.11 se muestra la equivalencia de estructura de una máquina síncrona convencional y una de imanes permanentes.

El circuito eléctrico equivalente de la máquina síncrona de imanes permanentes es el que se

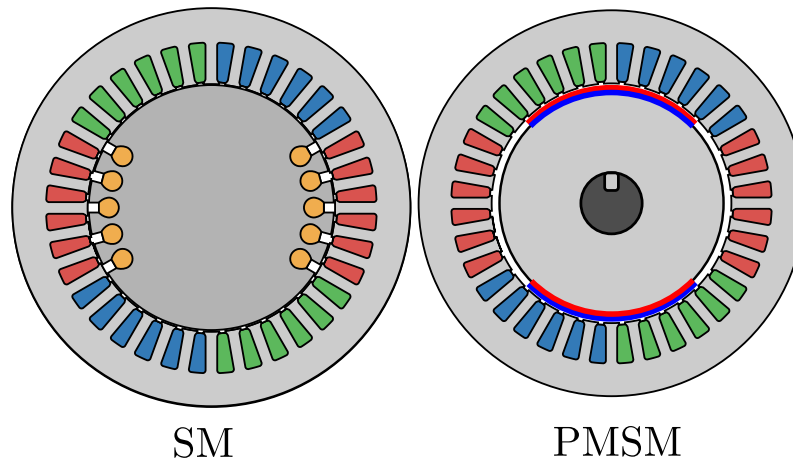


Figura 4.11 Sección transversal de una máquina síncrona de rotor bobinado y de imanes permanentes.

muestra en la Fig. 4.12. Este circuito equivalente y sus correspondientes ecuaciones eléctricas han sido obtenidas de [19].

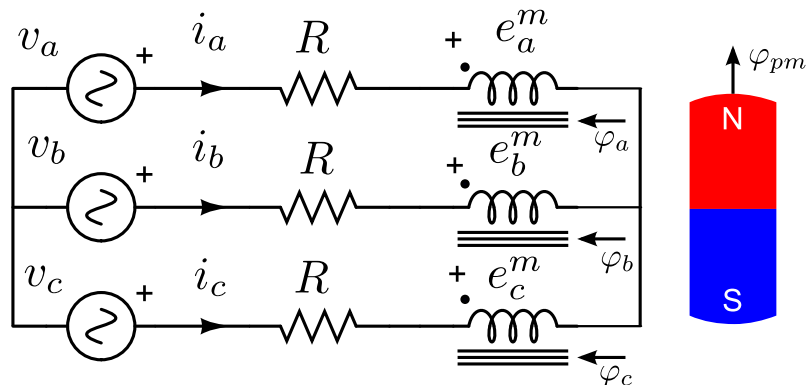


Figura 4.12 Circuito equivalente de la PMSM.

donde,

- $v_{a,b,c}$ son las tensiones de fase que ve el estator de la maquina (o tensión del lado de red en nuestro caso).
- $i_{a,b,c}$ las corrientes de fase que se inducen en el estator.
- $e_{a,b,c}^m$ la fuerza electromotriz inducida.
- $\varphi_{a,b,c}$ el flujo concatenado en cada fase.
- φ_{pm} , el flujo generado por el imán permanente.

Aplicando la *Ley de Kirchoff* a dicho circuito se obtienen:

$$v_a - Ri_a - e_a^m = 0, \quad (4.4)$$

$$v_b - Ri_b - e_b^m = 0, \quad (4.5)$$

$$v_c - Ri_c - e_c^m = 0, \quad (4.6)$$

dónde los últimos términos, representan las tensiones inducidas en cada fase del estator. Estas tensiones pueden obtenerse aplicando la *Ley de Faraday* como se muestra a continuación:

$$e_a^m = \frac{d\lambda_a}{dt} = N_s \frac{d\phi_a}{dt}, \quad (4.7)$$

$$e_b^m = \frac{d\lambda_b}{dt} = N_s \frac{d\phi_b}{dt}, \quad (4.8)$$

$$e_c^m = \frac{d\lambda_c}{dt} = N_s \frac{d\phi_c}{dt}, \quad (4.9)$$

particularizando para la fase a , el flujo concatenado por la bobina se define como:

$$\lambda_a = \lambda_{aa} + \lambda_{ab} + \lambda_{ac} + N_s \phi_a^{pm}, \quad (4.10)$$

dónde, λ_{aa} representa el flujo propio y λ_{ab} el flujo mutuo entre fases. El flujo electromagnético inducido en cada fase del estator, viene dado por el producto entre la corriente y la inductancia de dicha fase, luego la ecuación anterior se puede escribir también cómo:

$$\lambda_a = L_{aa}i_a + L_{ba}i_b + L_{ca}i_c + N_s \phi_a^{pm}, \quad (4.11)$$

siendo,

$$\phi_a^{pm} = \phi_e \cos(\theta_e). \quad (4.12)$$

Cuando la relación entre el flujo magnético y la corriente es lineal se puede considerar que la máquina trifásica carece de neutro, lo que nos lleva a tener una dependencia lineal entre las corrientes de fase, $i_a + i_b + i_c = 0$. Teniendo en cuenta esta relación lineal de corrientes, se llega a:

$$\lambda_a = (L_l + \frac{3}{2}L_m)i_a + N_s \phi_a^{pm}, \quad (4.13)$$

siendo L_l la inductancia propia de la bobina y L_m la inductancia mutua. A partir de ellas se define:

$$L = (L_l + \frac{3}{2}L_m) \quad (4.14)$$

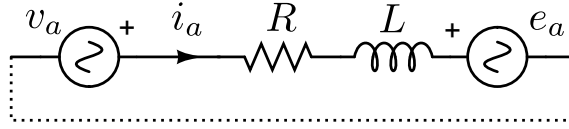
con las ecuaciones (4.13), (4.14) y (4.12) obtenemos finalmente:

$$\lambda_a = Li_a + N_s \phi_e \cos(\theta_e), \quad (4.15)$$

que derivando con respecto al tiempo y considerando $\dot{\phi} = N_s \dot{\phi}_e$,

$$e_a = \frac{d\lambda_a}{dt} = L \frac{di_a}{dt} - \omega_e \phi_e \sin(\theta_e), \quad (4.16)$$

De esta forma el circuito equivalente simplificado de la fase a queda: Finalmente el modelo eléctrico


Figura 4.13 Circuito equivalente simplificado de la fase a.

de la máquina viene definido por el sistema de ecuaciones de las tres fases,

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{L}(v_a - Ri_a + e_a), \quad (4.17)$$

$$\frac{di_b}{dt} = \frac{1}{L}(v_b - Ri_b + e_b), \quad (4.18)$$

$$\frac{di_c}{dt} = \frac{1}{L}(v_c - Ri_c + e_c). \quad (4.19)$$

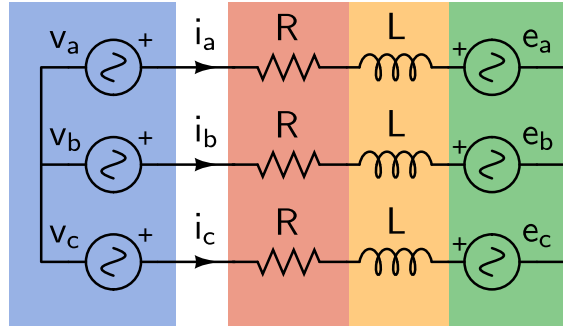
dónde,

$$e_a = \omega_e \phi \sin(\theta_e), \quad (4.20)$$

$$e_b = \omega_e \phi \sin(\theta_e - \frac{2}{3}\pi), \quad (4.21)$$

$$e_c = \omega_e \phi \sin(\theta_e - \frac{4}{3}\pi). \quad (4.22)$$

La Fig. 4.14, muestra el circuito eléctrico equivalente de la máquina síncrona de imanes permanentes


Figura 4.14 Circuito equivalente simplificado de la PMSM.

con las simplificaciones de desacoplamiento de flujos tomadas. A partir de las ecuaciones del sistema, (4.17), (4.18) y (4.19), se puede obtener la ecuación de balance de potencia total de la máquina. Haciendo un sumatorio de las tres ecuaciones diferenciales y reordenando los términos llegamos a:

$$\begin{aligned} i_a v_a + i_b v_b + i_c v_c &= R(i_a^2 + i_b^2 + i_c^2) \\ &+ L(i_a \frac{di_a}{dt} + i_b \frac{di_b}{dt} + i_c \frac{di_c}{dt}) \\ &- \omega_e \phi (i_a \sin(\theta_e) + i_b \sin(\theta_e - \frac{2}{3}\pi) + i_c \sin(\theta_e - \frac{4}{3}\pi)) \end{aligned} \quad (4.23)$$

Este flujo de potencias quedaría tal y como se muestra en esquema de flechas de la Fig. 4.15. Dónde " p_s " es la potencia de salida de la turbina eólica hacia la máquina, que corresponde con la parte azul del circuito de la Fig. 4.15.

$$p_s = i_a v_a + i_b v_b + i_c v_c, \quad (4.24)$$

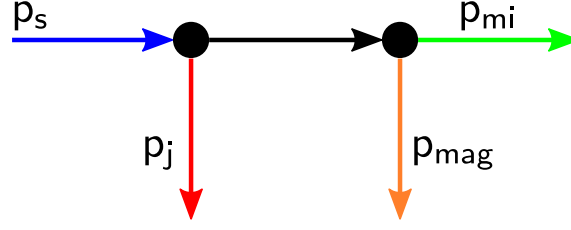


Figura 4.15 Balace de potencias de la PMSM.

" p_j " son las pérdidas *Joule*, escritas cómo:

$$p_j = R(i_a^2 + i_b^2 + i_c^2) \quad (4.25)$$

que se corresponden con la parte roja del circuito. " p_{mag} ", las pérdidas de potencia reactiva debidas a las inductancias, también conocidas como pérdidas de magnetización. Parte amarilla del circuito.

$$p_{mag} = L(i_a \frac{di_a}{dt} + i_b \frac{di_b}{dt} + i_c \frac{di_c}{dt}) \quad (4.26)$$

y por último, la parte verde es la potencia mecánica interna del generador, " p_{mi} ", que se define cómo:

$$p_{mi} = \omega_e \phi (i_a \sin(\theta_e) + i_b \sin(\theta_e - \frac{2}{3}\pi) + i_c \sin(\theta_e - \frac{4}{3}\pi)) \quad (4.27)$$

Para mayor facilidad a la hora del control, se pasa este sistema de ecuaciones trifásicas en componentes "*abc*" a componentes "*dq*" a través de la *Transformada de Park*¹. Para pasar de un sistema de referencia a otro es necesario trabajar en forma matricial. Las de ecuaciones estáticas (4.4)-(4.6) en forma matricial quedan:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_a \\ \dot{\lambda}_b \\ \dot{\lambda}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (4.28)$$

de forma más compacta,

$$\mathbf{v}_{abc} - \mathbf{R}\mathbf{i}_{abc} - \dot{\boldsymbol{\lambda}}_{abc} = \mathbf{0}. \quad (4.29)$$

dónde los flujos λ_{abc} se escriben:

$$\boldsymbol{\lambda}_{abc} = \mathbf{L}\mathbf{i}_{abc} + \boldsymbol{\varphi}_{pm,abc}. \quad (4.30)$$

En (4.30), la matriz \mathbf{L} relaciona los flujos y las corrientes estáticas:

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_l + L_m & -\frac{1}{2}L_m & -\frac{1}{2}L_m \\ -\frac{1}{2}L_m & L_l + L_m & -\frac{1}{2}L_m \\ -\frac{1}{2}L_m & -\frac{1}{2}L_m & L_l + L_m \end{bmatrix},$$

dónde L_l es la inductancia estática propia y L_m la inductancia estática mutua.

El vector $\boldsymbol{\varphi}_{pm,abc}$ relaciona el flujo magnético constante que genera el imán rotórico con las distintas fases del estator, de la siguiente forma:

¹ La transformación de Park convierte las componentes "*abc*" del sistema trifásico a otro sistema de referencia "*dq0*". Transforma variables senoidales en el tiempo para un sistema de referencia, en valores constantes en régimen permanente para otro sistema de referencia.

$$\boldsymbol{\varphi}_{pm,abc} = \phi_{pm,abc} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{re}) \\ \cos(\theta_{re} - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\theta_{re} + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix}.$$

El ángulo θ_{re} es la integral de la velocidad eléctrica del rotor, definida como:

$$\omega_{re} = N_{pp} \omega_r,$$

donde ω_r es la velocidad mecánica del rotor y N_{pp} es el número de pares de polos.

Una vez se tienen todas las ecuaciones del circuito eléctrico equivalente en forma matricial, aplicamos la transformación de *Park*. La transformada de Park se define como:

$$\mathbf{T}_p = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta - \frac{4}{3}\pi) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) & -\sin(\theta - \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix}. \quad (4.31)$$

Con θ definida como:

$$\theta = \int \omega dt,$$

siendo ω la velocidad de giro de un sistema de referencia arbitrario. Aplicando la transformada de *Park* al modelo 'abc' definido en (4.29) y (4.30) se obtiene el siguiente modelo de ecuaciones en coordenadas 'dq',

$$\mathbf{v}_{dq} - \mathbf{R}\mathbf{i}_{dq} - \frac{d}{dt}(\mathbf{T}_p^{-1}\boldsymbol{\lambda}_{dq}) = \mathbf{0}, \quad (4.32)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_{dq} = \mathbf{T}_p \mathbf{L} (\mathbf{T}_p)^{-1} \mathbf{i}_{dq} + \mathbf{T}_p \boldsymbol{\varphi}_{pm}. \quad (4.33)$$

reemplazando (4.33) en (4.32), simplificando y escribiendo las ecuaciones de la forma $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$, se obtiene:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L} (v_d - Ri_d + \omega_{re} Li_q), \quad (4.34)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L} (v_q - Ri_q - \omega_{re} Li_d - \omega_{re} \phi_{pm}). \quad (4.35)$$

Por último, el par mecánico interno de la máquina se obtiene aplicando la *Transformada de Park* a la ecuación (4.27), tratándola en forma matricial.

$$p_{mi} = \mathbf{i}_{abc}^T \mathbf{e}_{abc} = (\mathbf{T}_p^{-1} \mathbf{T}_p \mathbf{i}_{abc})^T \mathbf{e}_{abc} = \mathbf{i}_{dq}^T (\mathbf{T}_p^{-1})^T \mathbf{e}_{abc}. \quad (4.36)$$

Desarrollando el último término se obtiene:

$$p_{mi} = [i_d \quad i_q] \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{3}{2} \phi \omega_e \end{bmatrix}. \quad (4.37)$$

Obteniendo finalmente la expresión de la potencia mecánica interna de la máquina síncrona de imanes permanentes, que depende únicamente de la corriente i_q :

$$p_{mi} = \frac{3}{2} \phi \omega_e i_q = \frac{3}{2} \phi N_{pp} \omega_r i_q. \quad (4.38)$$

El par electromagnético por tanto queda:

$$\tau_{mi} = \frac{P_{mi}}{\omega_r} = \frac{3}{2} \phi N_{pp} i_q. \quad (4.39)$$

Las ecuaciones (4.34), (4.34) y (4.39), son las mismas que se encuentran en la sección 5.6 del modelo electromecánico.

4.4.1 Bloque Simulink

En la Fig. 4.16, se puede observar en detalle como está conectado el bloque de Simulink® donde se define el modelo eléctrico del generador síncrono de imanes permanentes.

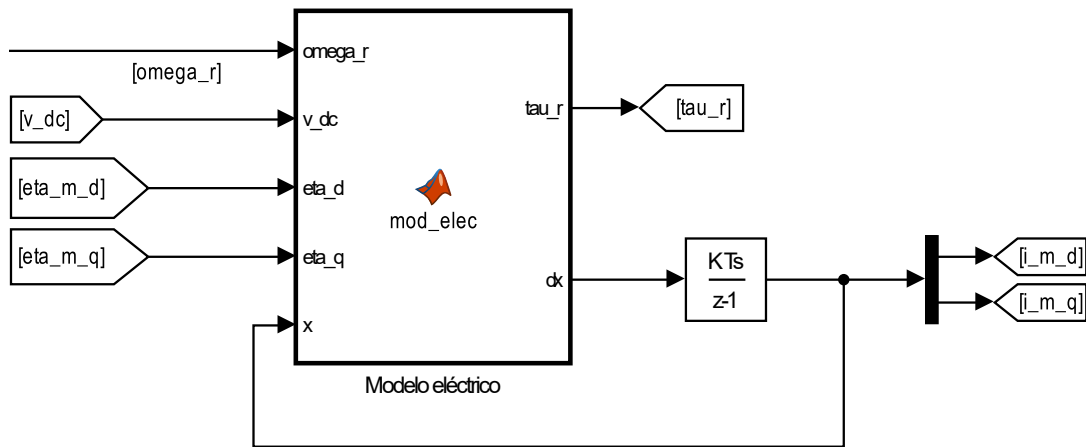


Figura 4.16 Bloque Simulink® del modelo eléctrico de la PMSM.

El modelo tiene 5 entradas:

- [omega_r] : Velocidad de giro del rotor, entra como variable de estado, ω_r (rad/s)
- [v_dc] : Tensión del bus de continua, V_{dc} (V)
- [eta_m_d, eta_m_q] : Constantes de modulación PWM del convertidor del lado de máquina, $\eta_{m,d}$ y $\eta_{m,q}$.
- [i_m_d, i_m_q] : Vector de variables de estado, $i_{m,dq} = [i_{m,d}, i_{m,q}]$

Y dos salidas:

- [tau_r] : Par electromecánico del rotor de la PMSM, τ_r (Nm)
- [dx] : Derivada del vector variables de estado, $\frac{di_{m,dq}}{dt} = [\frac{di_{m,d}}{dt}, \frac{di_{m,q}}{dt}]$

Dentro del bloque "Modelo eléctrico" se encuentran las ecuaciones obtenidas en el apartado anterior. Las ecuaciones eléctricas del modelo (4.34) y (4.35), la ecuación de par electromagnético (4.39) y las ecuaciones del control "PWM" del convertidor que actúan sobre la tensión de la máquina definen el sistema mecánico del aerogenerador. Como se observa en el código introducido en el bloque de Simulink, se han nombrado las variables de las ecuaciones teóricas con el subíndice "m" de máquina, para distinguirlas de las variables eléctricas medidas en otros puntos del sistema.

```

1 function dx = mod_elec(omegar_r, v_dc, eta_m_d, eta_m_q, x, N_pp, phi
    , R_m, L_m)
2 i_m_d = x(1);
3 i_m_q = x(2);
4
5 v_m_d = eta_m_d*v_dc/2;
6 v_m_q = eta_m_q*v_dc/2;
7
8 omega_e = N_pp*omegar_r;
9
10 di_m_d = 1/L_m*(v_m_d-R_m*i_m_d+L_m*omega_e*i_m_q);
11 di_m_q = 1/L_m*(v_m_q-R_m*i_m_q-L_m*omega_e*i_m_d-omega_e*phi);
12
13 tau_r = 3/2*phi*N_pp*i_q;
14
15 dx = [di_m_d; di_m_q];

```

Código 4.3 Código del bloque "Modelo eléctrico".

Se han nombrado las distintas constantes y variables con el subíndice "m" de máquina, de forma que se diferencien del resto.

4.4.2 Parámetros

En la tabla 4.4 se encuentran los parámetros eléctricos obtenidos del modelo de aerogenerador "SWT-6.0-154" de *Siemens-Gamesa* y en la tabla 4.5 todos los parámetros restantes necesarios para modelar las ecuaciones eléctricas que se han calculado tal y como se demuestra a posteriori.

Tabla 4.4 Parámetros eléctricos modelo aerogenerador "SWT-6.0-154".

Parámetros	Valores
Tensión Nominal (U_n)	690 V
Potencia Nominal (P_n)	6 MW
Pares de polos (N_{pp})	180
Rendimiento Generador (η)	0.95

Los cálculos desarrollados para la obtención de todos y cada uno de los parámetros mostrados en la tabla 4.3 se pueden ver a continuación.

$$w_{r,n} = N_n \cdot \frac{2\pi}{60} = 1.1519 \text{ rad/s} \quad (4.40)$$

$$f_n = \frac{w_{en}}{2\pi} = \frac{N_{pp} \cdot w_{rn}}{2\pi} = 33 \text{ Hz} \quad (4.41)$$

$$\phi_{pm} \approx \frac{2}{3} \cdot \frac{P_n}{w_{rn} \cdot N_{pp} \cdot i_{qn}} = 2.7171 \text{ rad} \quad (4.42)$$

Tabla 4.5 Parámetros eléctricos calculados.

Parámetros	Valores
Velocidad Nominal Rotor ($w_{r,n}$)	1.1519 rad/s
Frecuencia Nominal (f_n)	33 Hz
Flujo Magnético Rotor (ϕ_{pm})	2.7171 rad
Resistencia Eléctrica Generador (R_m)	0.004 Ω
Reactancia Eléctrica Generador (X_m)	0.00794 Ω
Impedancia Base Generador (Z_b)	0.0794 Ω
Inductancia Generador (L_m)	0.03829 mH
Constante de Fricción (K_f)	≈ 0
Constante de Inercia (H_a)	4.0769 s

Donde el parámetro i_{qn} representa la corriente en eje q nominal, que se obtiene de:

$$i_{qn} \approx \frac{2}{3} \cdot \frac{P_n}{V_{dqn}} = 7100 \text{ A} \quad (4.43)$$

Y que a su vez depende de la variable intermedia V_{dqn} que viene a ser la tensión que ve la máquina en componentes dq , definida como:

$$V_{dqn} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n = 563.382 \text{ V} \quad (4.44)$$

Si pasamos ahora a calcular los parámetros del circuito eléctrico equivalente, tenemos:

$$R_m = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_n \cdot (1 - \eta)}{(i_{qn})^2} = 0.004 \text{ } \Omega \quad (4.45)$$

$$Z_b = \frac{(U_n)^2}{P_n} = 0.0794 \text{ } \Omega \quad (4.46)$$

Para calcular X_m , partimos de un valor de reactancia por unidad típico en este tipo de máquinas. Sabiendo que los valores de X^{pu} en máquinas síncronas de imanes permanentes suelen encontrarse entre 0.05 y 0.2, tomamos el valor $(X_m)^{pu} = 0.1$

$$X_m = (X_m)^{pu} \cdot Z_b = 0.00794 \text{ } \Omega \quad (4.47)$$

$$L_m = \frac{X_m}{w_{en}} = 0.03829 \text{ mH} \quad (4.48)$$

Por último, calculamos la constante de inercia del conjunto a través de la energía cinética E_c de toda la masa rotativa y la potencia base de la máquina que vamos a definir como $S_b = P_n$.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot (w_{rn})^2 \cdot J_a \quad (4.49)$$

$$H_a = \frac{E_c}{S_b} = 4.0769 \text{ s} \quad (4.50)$$

4.5 Control de corrientes de la PMSM

Partiendo del modelo eléctrico de la PMSM, se observa, que el par electromagnético de la máquina depende directamente de la corriente en eje q que la atraviesa, (ec. 4.39). Luego para poder controlar el par de salida del generador, es necesario controlar sus corrientes. La estrategia de control sigue la lógica mostrada en el esquema de la Fig. 4.17 Es posible controlar las corrientes definidas en el

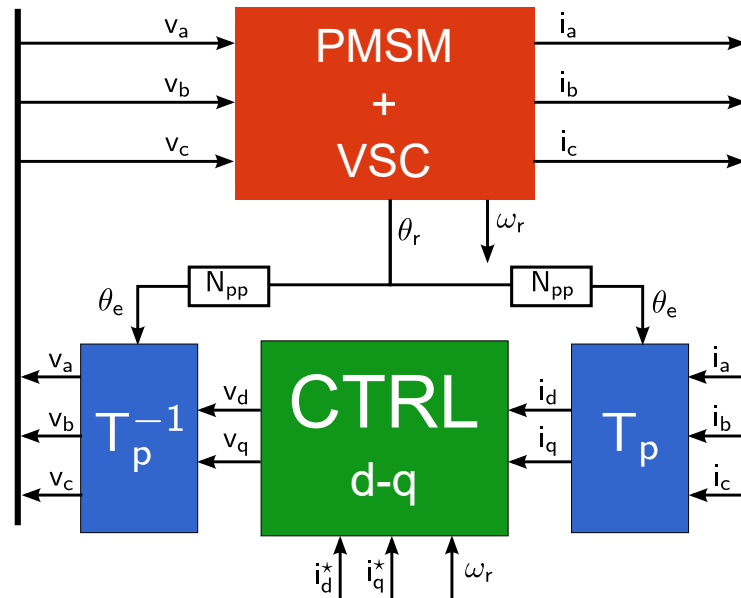


Figura 4.17 Esquema de control del modelo de PMSM + VSC.

apartado anterior, ecuaciones 4.34 y 4.35, como si de un circuito RL se tratara. Para ello, se define el siguiente cambio de variables:

$$u_d = v_d + L\omega_r i_q, \quad (4.51)$$

$$u_q = v_q - L\omega_r i_d - \omega_r \Phi_p m, \quad (4.52)$$

Obteniendo así el siguiente modelo de ecuaciones eléctricas:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L}(u_d - R_s i_d), \quad (4.53)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L}(u_q - R_s i_q), \quad (4.54)$$

De esta forma, es posible controlar ambas corrientes con dos controladores PI. Las tensiones requeridas, v_d y v_q , quedan:

$$v_d = u_d - L\omega_s i_q, \quad (4.55)$$

$$v_q = u_q + L\omega_s i_d + \omega_s \Phi. \quad (4.56)$$

Finalmente, estas tensiones $\mathbf{v}_{s,dq}$ se transformarán a la forma $\mathbf{v}_{s,abc}$, haciendo uso de la transformada de Park inversa, para ser introducidas en el control PWM del convertidor electrónico de potencia AC/DC.

En la sección 5.7 se encuentran estas mismas ecuaciones para el modelo electromecánico de

Pydae[®].

4.5.1 Bloque Simulink

En la Fig. 4.18, se muestra el diagrama de bloques del control de corrientes de la PMSM. Este control corresponde al nivel bajo, previo a la modulación PWM de los convertidores. Recibe como señal de entrada la potencia deseada y convierte esta en un valor de referencia de corriente " $i_{m,qref}$ ". Tal como se puede observar, partiendo de este dato de corriente e imponiendo " $i_{m,dref} = 0$ ", se calculan los errores de corrientes que entran en los PI para obtener las tensiones auxiliares u_d y u_q . Por último, aparece un bloque denominado "Cambio de variables" del que se obtiene las tensiones " $v_{m,dq}$ " y las constantes de modulación " $\eta_{m,dq}$ ". Señales de entrada:

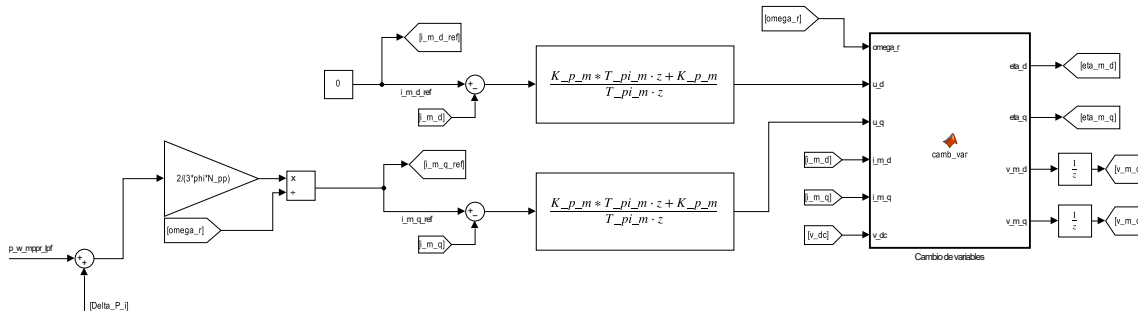


Figura 4.18 Bloque Simulink[®] del control de corrientes de la PMSM.

- $[p_w_mppt_lpf]$: Potencia calculada por el algoritmo MPPT filtrada, $p_{mppt,lpf}(W)$.
- $[Delta_P_i]$: Potencia extra calculada por el emulador de inercia, $\Delta P_i(W)$.
- $[i_{m,d_ref}]$: Referencia de corriente del lado de máquina en eje "d", $i_{m,dref}(A)$. Su valor es siempre cero, por lo que entra como una constante.
- $[i_{m,d}, i_{m,q}]$: Corrientes del lado de máquina en componentes "dq", $i_{m,dq} = [i_{m,d}, i_{m,q}](A)$.
- $[\omega_{r_r}]$: Velocidad de giro del rotor, $\omega_r(rad/s)$.
- $[v_dc]$: Tensión del bus de continua, $V_{dc}(V)$.

Señales intermedias:

- $[i_{m,q_ref}]$: Referencia de corriente del lado de máquina en eje "q", $i_{m,dref}(A)$. Su valor se calcula a partir de un valor de potencia deseado.
- $[u_d, u_q]$: Tensiones auxiliares, $u_d, u_q(V)$.

Señales de salida:

- $[\eta_{m,d}, \eta_{m,q}]$: Constantes de modulación PWM del convertidor del lado de máquina, $\eta_{m,d}$ y $\eta_{m,q}$.
- $[v_{m,d}, v_{m,q}]$: Tensiones del lado de máquina en componentes "dq", $v_{m,dq} = [v_{m,d}, v_{m,q}]$

Tal como se aprecia en la Fig. 4.18, " $i_{m,qref}$ " se calcula a partir de la relación (4.39), teniendo como valor de entrada una potencia que ha sido previamente calculada por controles de más alto nivel. En concreto el valor de potencia deseada es la suma de potencia calculada por el control MPPT de la turbina, " $p_{mppt,lpf}$ " y el emulador de inercia, " ΔP_i ".

Dentro del bloque "Cambio de variables" encontramos:

```

1 function [eta_d,eta_q,v_m_d,v_m_q] = camb_var(omegar_r, u_d, u_q,
2       i_m_d, i_m_q, N_pp, phi, v_dc, L_m)
3
4 omega_e = N_pp*omega_r;
5
6 v_m_d = u_d - L_m*omega*i_m_q;
7 v_m_q = u_q + L_m*omega_e*i_m_d + omega_e*phi;
8
9 eta_d = 2*v_m_d/v_dc;
10 eta_q = 2*v_m_q/v_dc;

```

Código 4.4 Código del bloque "Cambio de variables".

4.5.2 Parámetros

Para la parte del convertidor AC/DC, ha sido necesario calcular las constantes del controlador PI que hacen posible el control de corrientes de la máquina. Estas constantes son $K_{m,p}$ y $T_{m,pi}$. Para su obtención se ha considerado una constante de tiempo τ_m típica para este tipo de convertidores. La

Tabla 4.6 Parámetros del convertidor AC/DC.

Variabes	Valores
Ganancia proporcional ($K_{m,p}$)	$3.827 \cdot 10^{-4}$
Tiempo integral ($T_{m,pi}$)	0.0096
Constante de tiempo (τ_m)	≈ 0.1
Tensión Bus DC (V_{dc})	1400V

forma de calcular las constantes del controlador es la siguiente:

$$K_{m,p} = \frac{L_m}{\tau_m} = 3.827 \cdot 10^{-4} \quad (4.57)$$

$$T_{m,pi} = \frac{L_m}{R_m} = 0.096 \quad (4.58)$$

Por otro lado, las constantes del modulador PWM, η_d y η_q , se calculan teniendo en cuenta la tensión del bus de continua. El condensador que hace de unión entre ambos convertidores VSC, ("Voltage Source Converter"), debe soportar la tensión de salida de la máquina, por lo que en este caso se ha tomado un valor de tensión del bus, de aproximadamente el doble de la tensión de salida del generador.

4.6 Emulador de Inercia

Este bloque de control es el que se encarga de enviar una consigna de potencia al control de corrientes del VSC del lado de máquina ante variaciones de frecuencia en la red. En otras palabras, es el bloque de control que introduce la respuesta inercial en el aerogenerador. Este control está por encima del control de corrientes del convertidos, por lo que en la Fig. 4.1 se correspondería con un control de tipo "MIDI", medio.

La emulación de inercia consiste en reproducir la respuesta inercial de un generador síncrono acoplado directamente a la red, es decir, ante un desequilibrio de potencia entregar una potencia proporcional a la derivada de la frecuencia. Esto se ve reflejado en la ecuación 4.59, previamente introducida en el capítulo 3.

$$P_m - P_e = \frac{2HS_n}{w_{m,n}} \frac{d\omega_m}{dt} \quad (4.59)$$

Si se analiza esta expresión, se tiene que ante una pérdida de potencia mecánica " P_m " en la máquina o un aumento de la potencia eléctrica " P_e " exigida por a red, la frecuencia del sistema caerá, luego la respuesta de la máquina debería ser aumentar su generación instantáneamente. La respuesta inercial debe ser más rápida que el control MPPT, es por ello que en lugar de ser un control de nivel alto es de nivel medio.

Esta estrategia de control, es la misma que se aplica en el modelo EMEC, mostrada en la sección 5.8.

4.6.1 Bloque Simulink

En la Fig. 4.19, se muestra el conjunto de módulos de Simulink[®] que componen el bloque encargado de calcular la potencia necesaria para una correcta respuesta inercial del aerogenerador. Señal de

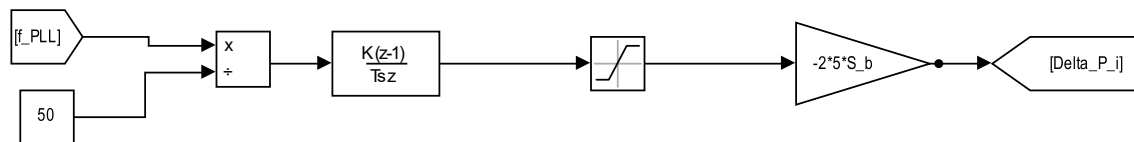


Figura 4.19 Bloque de emulación de inercia en Simulink..

entrada:

- [f_PLL]: Frecuencia de red obtenida de un PLL ("*Phase-Locked Loop*"), f_{PLL} (Hz).

Señal de salida:

- [Delta_P_i]: Potencia extra calculada por el emulador de inercia, $\Delta P_i(W)$.

Lo que se está haciendo con este conjunto de bloques es conseguir el segundo miembro de la ecuación 4.59. Se obtiene la derivada de la frecuencia de red y esta es multiplicada por dos veces la constante de inercia del aerogenerador, H y pasada a unidades de ingeniería.

4.6.2 Parámetros

En este bloque de control el único parámetro a calcular es la constante de inercia del conjunto turbina-generador. Este valor se obtiene a partir de la energía cinética E_c del conjunto de masa rotativa y la potencia base de la máquina que vamos a definir como $S_b = P_n$, de la forma:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot (w_{rn})^2 \cdot J_a \quad (4.60)$$

$$H_a = \frac{E_c}{S_b} = 4.0769 \text{ s} \quad (4.61)$$

4.7 Bus DC

El bus de corriente continua que separa el VSC del lado de máquina del VSC del lado de red, se encarga de conectar la máquina a la red desacoplando ambas frecuencias. Para hacer esta conexión

en el modelo se ha calculado la corriente continua del lado de máquina haciendo uso de la expresión:

$$i_{m,dc} = \frac{P_m}{v_{dc}} \quad (4.62)$$

siendo,

$$P_m = \frac{3}{2}(v_{m,d}i_{m,d} + v_{m,q}i_{m,q}) \quad (4.63)$$

la potencia eléctrica entregada por el generador hacia el bus.

En la sección 5.9 se muestran las ecuaciones del modelo EMEC equivalentes.

4.7.1 Bloque Simulink

En la Fig. 4.20, se observan diferentes partes:

- Bloque de cálculo de la corriente $i_{m,dc}$ llamado "*Corriente salida aero+VSC*".
- Bloque de cálculo de la potencia eléctrica que está entregando la máquina.
- Fuente controlada de corriente que representa la inyección de corriente del generador en el bus.
- Condensador.

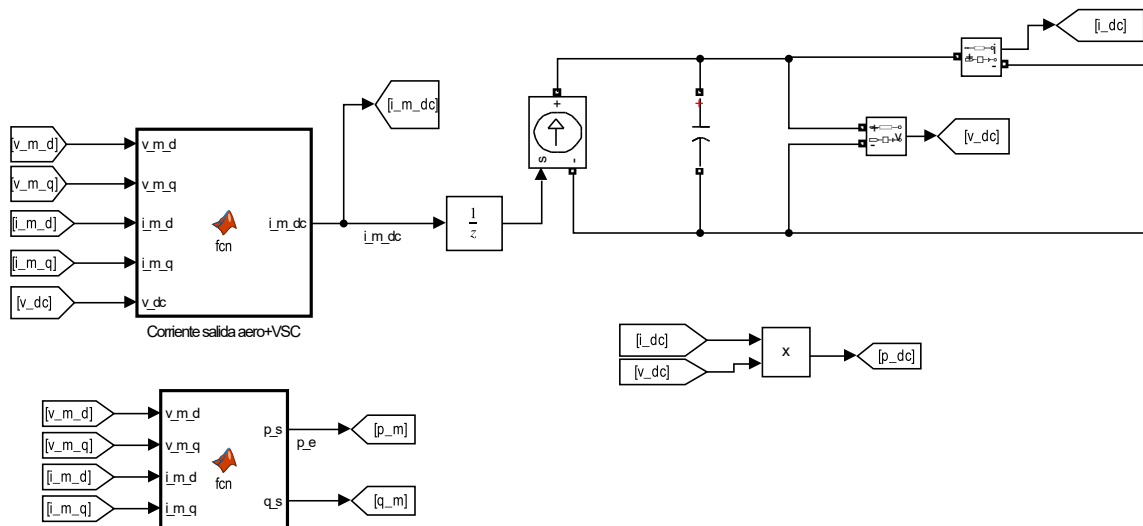


Figura 4.20 Bus DC en Simulink.

El bloque que calcula la corriente de salida del VSC en continua contiene las siguientes líneas de código en su interior:

```

1 function i_m_dc = fcn(v_m_d, v_m_q, i_m_d, i_m_q, v_dc)
2
3 p_m = 3*(v_m_d*i_m_d+v_m_q*i_m_q)/2;
4
5 i_m_dc = p_m/v_dc;

```

Código 4.5 Código del bloque "*Corriente salida aero+VSC*".

Mientras que el bloque de cálculo de las potencias de salida de la máquina:

```

1 function [p_m,q_m] = fcn(v_m_d,v_m_q,i_m_d,i_m_q)
2
3 p_m = 3*(v_m_d*i_m_d + v_m_q*i_m_q)/2;
4 q_m = 3*(v_m_q*i_m_d + v_m_d*i_m_q)/2;

```

Código 4.6 Código del bloque de cálculo de potencias de salida.

4.7.2 Parámetros

Para definir el condensador es necesario asignarle un valor de capacidad, C_{dc} . Por definición, un condensador almacena energía de manera proporcional a su capacidad y al cuadrado de la tensión que ve. Luego partiendo de la definición de su energía almacenada E_c ,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot C_{dc} \cdot (V_{dc,base})^2 \quad (4.64)$$

y de su inercia H_c ,

$$H_c = \frac{E_c}{S_b} \quad (4.65)$$

obtenemos la expresión que nos da el valor de capacidad deseada,

$$C_{dc} = \frac{2 \cdot H_c \cdot S_b}{V_{dc,base}^2} = 0.6122 F \quad (4.66)$$

Este valor de capacidad llama la atención por la magnitud del condensador que estaríamos conectando, sin embargo, hay que tener en cuenta que lo que se busca con este modelo es dar una respuesta inercial lo más parecida posible a una máquina síncrona convencional, luego cuanto mayor sea el condensador, menor será el esfuerzo del sistema mecánico para dar dicha respuesta. Por otro lado inercia H_c de un condensador viene a ser el tiempo que tarda en cargarse o descargarse completamente. En este caso, se ha partido de un valor típico de $H_c = 0.1 s$, tomando de ejemplo grandes elementos capacitivos como serían los enlaces de continua que se conectan en alta tensión.

Tabla 4.7 Parámetros del Bus de Continua.

Variables	Valores
Capacidad del condensador (C_{dc})	0.6122 F
Tensión base DC ($V_{dc,base}$)	1400 V
Constante de inercia (H_c)	$\approx 0.1s$

4.8 Modelo VSC del lado de red + control corrientes

El VSC del lado de red se encarga de volcar la potencia producida por el arogenerador a la red. Se trata de un convertidor electrónico de potencia que convierte la corriente continua, que llega a través del bus DC, en corriente alterna sincronizada con la frecuencia del sistema eléctrico al que se conecta.

El modelo de VSC se puede definir con el mismo sistema de ecuaciones en ejes dq que se define el modelo eléctrico de la PMSM, luego el control de corrientes, o control de nivel bajo de este, es exactamente igual al definido en el apartado 4.5. La diferencia la encontramos en el control de nivel superior, es decir, en el control de potencias.

Mientras en el VSC de lado de máquina, la potencia de referencia se calculaba a partir del algoritmo MPPT y de la emulación de inercia, en este VSC de lado de red se define la potencia teniendo en cuenta la carga del bus de continua. La ecuación que define un condensador viene dada por la expresión,

$$E_c = \frac{1}{2} C v_{dc}^2 \quad (4.67)$$

es decir, cuanto más energía acumula este, mayor es la tensión en sus bornas. La potencia que entrega o recibe el condensador se define como,

$$P_c = \frac{dE_c}{dt} \quad (4.68)$$

Luego para controlar la potencia de salida, ha de tenerse en cuenta la tensión que ve el convertidor en bornas del condensador.

La estrategia de control es la siguiente. Cuando la tensión en bornas del condensador sobrepase un límite establecido, este entregará potencia. Cuando ocurra al contrario, absorberá. Esto se ve reflejado en la ecuación 4.69,

$$P_s = -k_1 (v_{dc,ref} - v_{dc}) \quad (4.69)$$

Es decir, cuando la tensión en bornas del condensador aumente por encima de un valor establecido como límite, eso significará que está sobrepasando su nivel de carga máximo y como consecuencia de esto, se descargará entregando potencia hacia el lado de red. Si por el contrario, la tensión del bus está por debajo del valor de referencia, este se cargará absorbiendo potencia del lado de máquina. Luego P_s será la potencia de salida del convertidor hacia el lado de red.

Las ecuaciones que definen el VSC de lado de red del modelo EMEC se encuentran en la sección 5.10 y 5.11.

4.8.1 Bloque Simulink

En el modelo de aerogenerador desarrollado, en lugar de modelar el VSC con ecuaciones, se ha utilizado un bloque de Simulink® denominado "Universal Bridge". Tal como se observa en la imagen 4.21 dicho bloque conecta la salida del bus de corriente continua a la red. El bloque recibe los parámetros de control necesarios para la modulación PWM a través de una señal llamada $\eta_{s,abc}$, [eta_s_abc]. El bloque de Simulink® "Universal Bridge" se ha caracterizado como se observa en

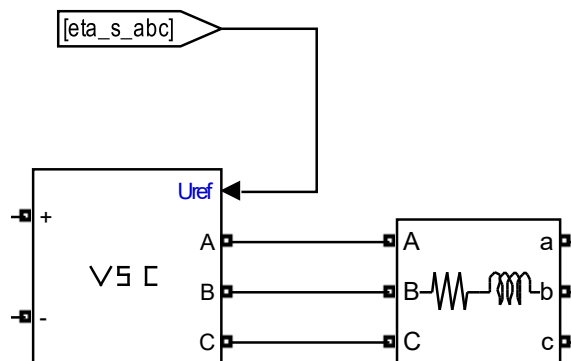


Figura 4.21 VSC del lado de red en Simulink.

la pestaña de la Fig. 4.22. El control de nivel bajo que crea las señales de modulación se encuentra

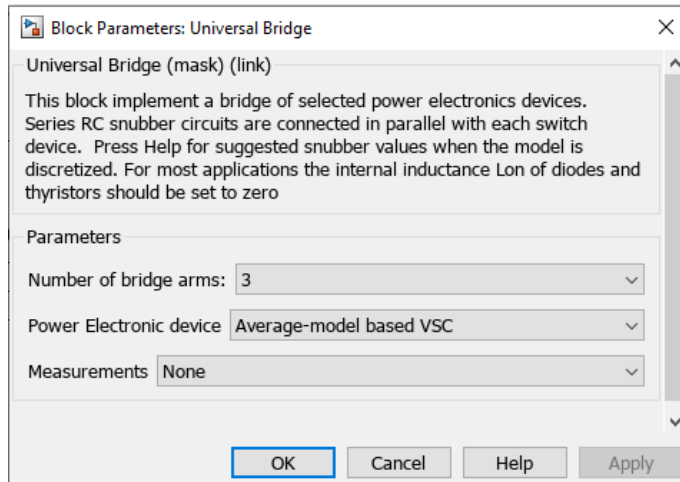


Figura 4.22 Pestaña de parametrización del bloque de Simulink® "Universal Bridge".

integrado dentro del bloque denominado "CTRL1" que se puede ver en la imagen sacada del modelo de Simulink® 4.23. Tal como se observa en la imagen, las señales de modulación ($\eta_{s,d}, \eta_{s,q}$) se

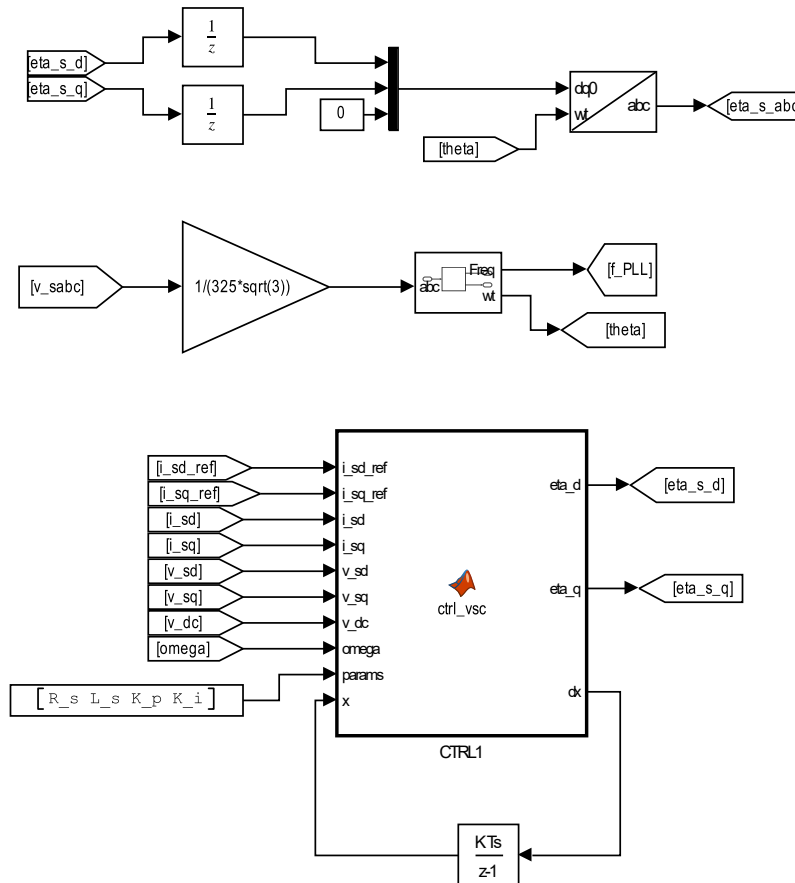


Figura 4.23 Bloques de control de nivel bajo del VSC de lado de red..

calculan en ejes "dq". Luego, para pasarlas al sistema de referencia trifásico de manera coordinada con la red se hace uso de un PLL trifásico, capaz de obtener la frecuencia y ángulo de red a partir de las tensiones medidas en el punto de interconexión, POI ("Point of interconnection"). Esas tensiones de red medidas se denotan en el modelo como $v_{s,abc}$, $[v_sabc]$. En el esquema de bloques de

la Fig. 4.23, se observa que dichas tensiones son introducidas en el bloque de Simulink® "PLL (3ph)".

Una vez se conoce el ángulo de red, es posible pasar de coordenadas "dq" a "abc" haciendo uso de un bloque de Simulink® que aplica la transformación de Park previamente explicada en el apartado 4.4. El bloque "CTRL1" consta de las siguientes variables de entrada:

- [i_sd_ref, i_sq_ref]: Corrientes de referencia del lado de red en ejes "dq", ($i_{s,dref}, i_{s,qref}$).
- [i_sd, i_sq]: Corrientes del lado de red en ejes "dq", ($i_{s,d}, i_{s,q}$).
- [v_sd, v_sq]: Tensiones del lado de red en ejes "dq", ($v_{s,d}, v_{s,q}$).
- [v_dc]: Tensión del bus DC, v_{dc} .
- [omega]: Velocidad eléctrica de giro de la red, ω .

y como salida:

- [eta_s_d, eta_s_q]: Constantes de modulación PWM del convertidor de lado de red, ($\eta_{s,d}, \eta_{s,q}$).
- dx = [dxi_isd, dxi_isq]: Vector de derivadas de las corrientes del lado de red en ejes "dq", $dx = (di_{s,d}, di_{s,q})$.

Las ecuaciones que forman el bloque son las siguientes:

```

1 function [eta_d,eta_q,dx] = ctrl1_vsc(i_sd_ref,i_sq_ref,i_sd,i_sq,v_sd
2     ,v_sq,v_dc,omega,params,x)
3
4 % parameters
5 R_s = params(1);
6 L_s = params(2);
7 K_s_p = params(3);
8 K_s_i = params(4);
9
10 % from the integrator to the states
11 xi_isd = x(1);
12 xi_isq = x(2);
13
14
15 % auxiliar
16 e_isd = i_sd_ref - i_sd;
17 e_isq = i_sq_ref - i_sq;
18
19
20 % derivatives
21 dxi_isd = e_isd;
22 dxi_isq = e_isq;
23
24
25 % auxiliar
26 u_d = K_s_p*e_isd + K_s_i*xi_isd;
27 u_q = K_s_p*e_isq + K_s_i*xi_isq;
28

```



```

29
30 % outputs
31 eta_d = 2 / v_dc * ( u_d - L_s * omega * i_sq + v_sd);
32 eta_q = 2 / v_dc * ( u_q + L_s * omega * i_sd + v_sq);
33
34
35 % from derivatives to the integrator
36 dx = [dxi_isd,dxi_isq];

```

Código 4.7 Código del bloque "CTRL1".

Las corrientes de referencia que entran en este bloque "CTRL1" se calculan en un nivel de control superior. En la Fig. 4.24 se observa el bloque de control denominado "CTRL2" a través del cual se calcula la potencia de salida deseada y sus corrientes correspondientes. El bloque "CTRL2" consta

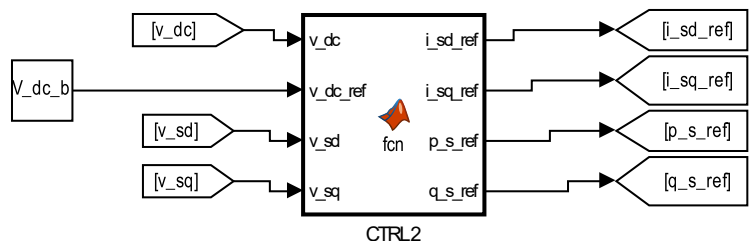


Figura 4.24 Bloque de control de nivel medio del VSC de lado de red del modelo de Simulink..

de las siguientes variables de entrada:

- [v_dc]: Tensión del bus DC, v_{dc} .
- [v_dc_b]: Tensión de referencia del bus DC, $v_{dc,base}$.
- [v_sd, v_sq]: Tensiones del lado de red en ejes "dq", $(v_{s,d}, v_{s,q})$.

y como salida:

- [i_sd_ref, i_sq_ref]: Corrientes de referencia del lado de red en ejes "dq", $(i_{s,dref}, i_{s,qref})$.
- [p_s_ref, q_s_ref]: Potencias de referencia del lado de red en ejes "dq", $(p_{s,ref}, q_{s,ref})$.

Las ecuaciones que forman el bloque son las siguientes:

```

1 function [i_sd_ref,i_sq_ref, p_s_ref, q_s_ref] = fcn(v_dc,v_sd,
2           v_sq,k_1)
3
4 q_s_ref = 0;
5 p_s_ref = -k_1*(v_dc_ref - v_dc);
6
7 v_m = sqrt(v_sd^2 + v_sq^2);
8
9 i_sd_ref = 2*(p_s_ref*v_sd + q_s_ref*v_sq)/(3*v_m^2);
10 i_sq_ref = 2*(p_s_ref*v_sq + q_s_ref*v_sd)/(3*v_m^2);

```

Código 4.8 Código del bloque "CTRL2".

4.8.2 Parámetros

En este bloque, los parámetros a definir son las constantes de control del convertidor DC/AC. Tal como se muestran en la tabla 4.8, se han obtenido una $K_{s,p}$ y una $K_{s,i}$. Para ello ha sido necesario partir de la aproximación de la constante de tiempo $\tau_s \approx 0.01s$, a un valor típico en este tipo de convertidores. La forma de calcular las constantes del controlador es la siguiente;

$$K_{s,p} = \frac{L_s}{\tau_s} = 0.0013 \quad (4.70)$$

$$K_{s,i} = \frac{R_s}{\tau_s} = 0.0794 \quad (4.71)$$

Dónde, para calcular los valores de resistencia e inductancia se ha partido de valores establecidos, $X_{pu} = 0.05 pu$ y $R_{pu} = 0.01 pu$ y se han multiplicado por la impedancia base, de la forma:

$$Z_{base} = \frac{V_s^2}{S_{base}} = 0.0794 \Omega \quad (4.72)$$

$$L_s = \frac{X_{pu}}{\omega_s} \cdot Z_{base} = \frac{X_{pu}}{2\pi \cdot f_n} \cdot Z_{base} = 1.2629 \cdot 10^{-5} H \quad (4.73)$$

$$R_s = R_{pu} \cdot Z_{base} = 7.935 \cdot 10^{-4} \Omega \quad (4.74)$$

Es interesante ver, que para llegar a un buen control del mecanismo, es necesario entender muy bien el funcionamiento del condensador previamente descrito. El "CTRL2" el que se encarga de calcular las corrientes de referencia a partir de la potencia activa definida en la ecuación 4.69, la cual define el objetivo del bus de continua. En este caso, se calcula la constante K_1 de forma que ante variaciones de un 10% en la tensión, el condensador entregue la potencia nominal de la máquina.

$$K_1 = \frac{S_n}{0.1V_{dc,base}} = 4.28571e + 04 \quad (4.75)$$

Tabla 4.8 Parámetros de control del convertidor DC/AC.

Variables	Valores
Constante de proporcionalidad ($K_{s,p}$)	0.0013
Ganancia integral ($K_{s,i}$)	0.0794
Constante de tiempo (τ_s)	$\approx 0.01s$
Tensión de línea (V_s)	690 V
Frecuencia nominal (f_n)	50 Hz
Potencia base (S_{base})	6 MVA
Inductancia (L_s)	$1.2629 \cdot 10^{-5} H$
Resistencia (R_s)	$7.935 \cdot 10^{-4} \Omega$
Ganancia de control del bus (K_1)	4.28571e+04

4.9 Red equivalente

El último bloque del modelo es el equivalente de red externa. Este bloque se ha modelado haciendo uso de una fuente controlada de tensión trifásica ideal. Los valores de tensión de la red externa se

han obtenido a partir de la señal de frecuencia de red simulada, de la siguiente forma:

$$v_a = V_m \sin(\theta_{red}), \tag{4.76}$$

$$v_b = V_m \sin(\theta_{red} - \frac{2}{3}\pi), \tag{4.77}$$

$$v_c = V_m \sin(\theta_{red} - \frac{4}{3}\pi), \tag{4.78}$$

siendo,

$$V_m = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_s, \tag{4.79}$$

el valor eficaz de la onda de tensión y calculando el ángulo de red a partir de la frecuencia de la siguiente forma:

$$\theta_{red} = \int \omega_{red}(t) dt = \int 2\pi f_{red}(t) dt \tag{4.80}$$

4.9.1 Bloque Simulink

En la plataforma Simulink® se ha modelado el equivalente de red a través del bloque interno denominado "Controlled Voltage Source". Dicho bloque se debe parametrizar como una fuente de tipo alterna. En la Fig. 4.25 se observan los bloques de Simulink® que componen la red externa. Tal y como se observa en la imagen, las señales de tensión se calculan a partir de la señal de

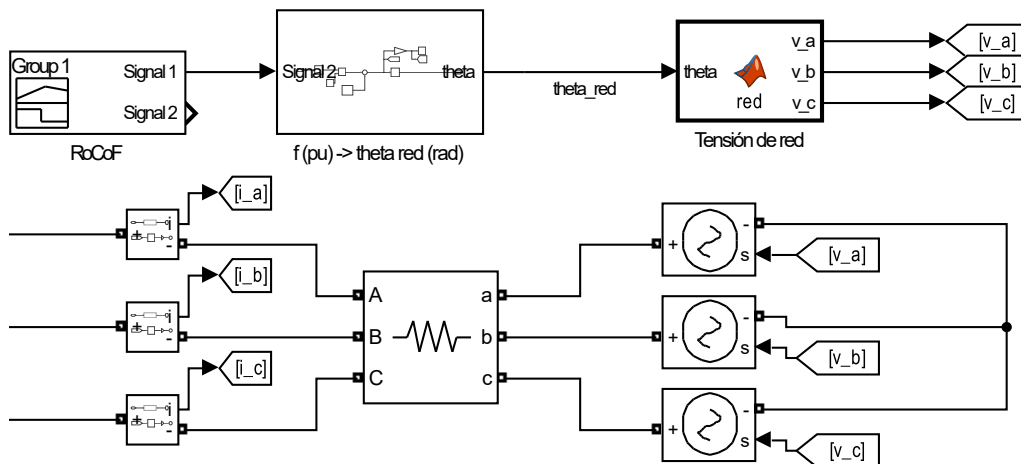


Figura 4.25 Equivalente de Red en Simulink.

entrada "RocoF" expresada en unidades de Hertz por segundo (Hz/s). El sub-bloque denominado "f(pu->theta red (rad))" calcula el ángulo de red a partir de la variación de frecuencia en pu, tal como se muestra en el esquema de la Fig. 4.26.

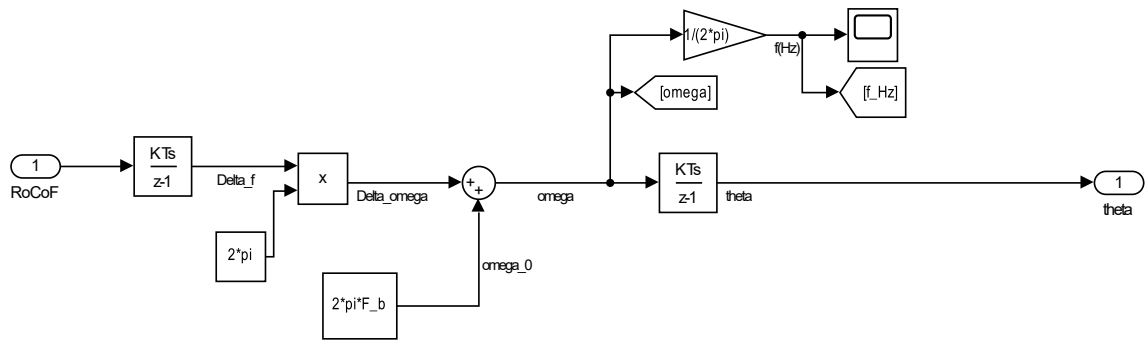


Figura 4.26 Bloque de cálculo del ángulo de red a partir del RoCoF.

Para calcular la potencia de salida de la máquina se ha hecho uso del siguiente esquema de bloques:

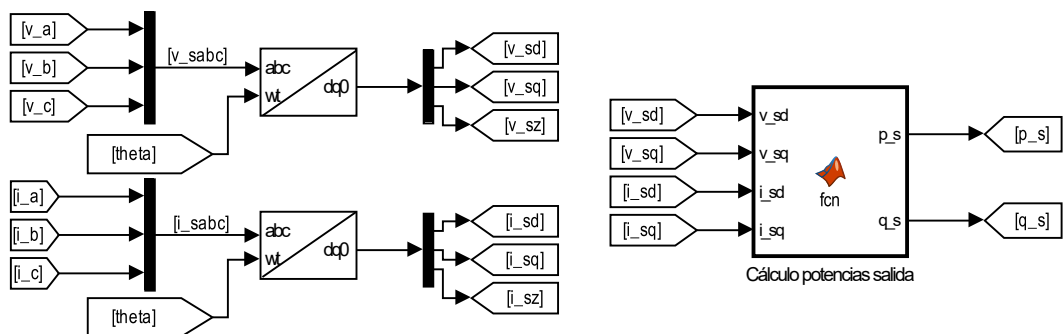


Figura 4.27 Esquema de bloques para el cálculo de la potencia de salida del aerogenerador.

Dentro del bloque "Cálculo potencias salida" se encuentran las siguientes líneas de código:

```

1 function [p_s,q_s] = fcn(v_sd,v_sq,i_sd,i_sq)
2
3 p_s = 3*(v_sd*i_sd + v_sq*i_sq)/2;
4 q_s = 3*(v_sd*i_sq + v_sq*i_sd)/2;

```

Código 4.9 Código del bloque "Cálculo potencias salida".

4.9.2 Parámetros

Por último los parámetros que se han calculado para este modelo equivalente de red han sido el valor eficaz de tensión, V_m y un valor de resistencia equivalente de red R_s . Ambos valores han sido obtenidos previamente a través de las ecuaciones 4.79 y 4.74, respectivamente. Sus valores se muestran en la tabla 4.9

Tabla 4.9 Parámetros Red equivalente.

Variables	Valores
Tensión de línea (V_s)	690 V
Frecuencia nominal (f_n)	50 Hz
Potencia base (S_{base})	6 MVA
Resistencia (R_s)	$7.935 \cdot 10^{-4} \Omega$
Tensión RMS (V_m)	563.3826 V

5 Modelo electromecánico en Pydae

En la figura 5.1 se muestra el modelo de aerogenerador desarrollado en la plataforma Pydae[®]. Dicho modelo es equivalente al desarrollado en el apartado anterior, pero en lugar de ser un modelo electromagnético que simula la respuesta de la máquina en el dominio del tiempo, utiliza ecuaciones fasoriales para conformar el modelo electromecánico de aerogenerador.

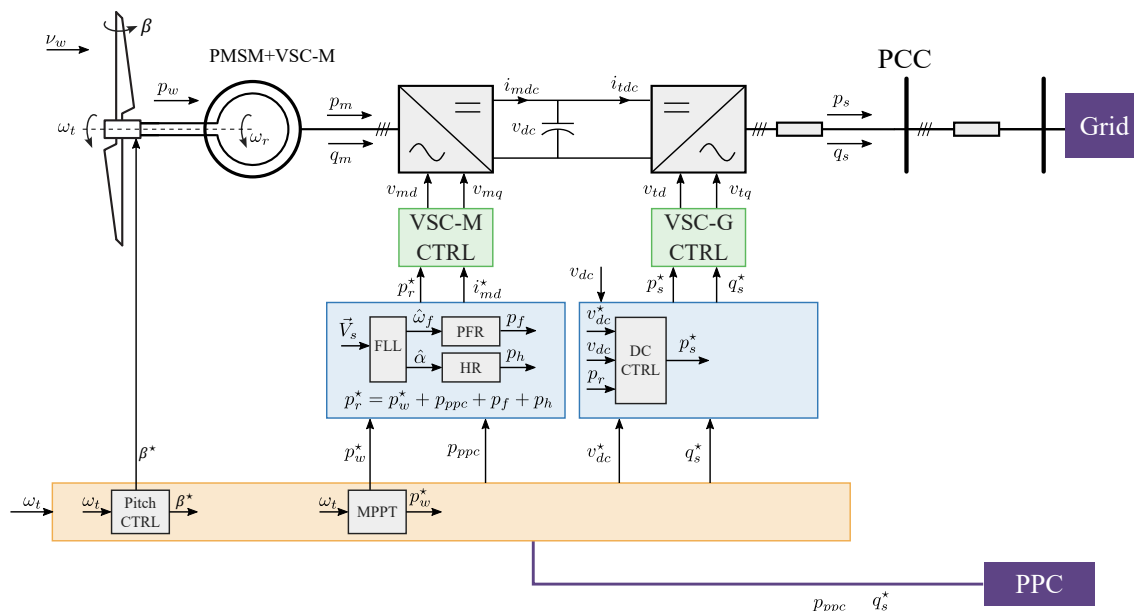


Figura 5.1 Esquema del modelo de aerogenerador en Pydae[®].

A continuación, se define la naturaleza del modelo y se muestran las diferentes ecuaciones que lo componen. Como se puede observar, en este apartado se han expuesto las ecuaciones directamente, sin explicar su procedencia, pues la justificación teórica se ha dado en el apartado anterior.

5.1 Introducción a los sistemas DAE

El modelo que se propone en este capítulo se formula por medio de un sistema de ecuaciones diferenciales-algébicas, DAE (del inglés Differential Algebraic Equations),

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) \\ 0 &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{z} &= \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u})\end{aligned}$$

Donde:

- \mathbf{x} : vector de estados dinámicos
- \mathbf{y} : vector de estados algebraicos
- \mathbf{u} : vector de entradas conocidas
- \mathbf{z} : vector de salidas
- \mathbf{f} : vector de ecuaciones diferenciales
- \mathbf{g} : vector de ecuaciones algebraicas
- \mathbf{h} : vector de ecuaciones de las salidas

Este tipo de formulaciones brindan una gran flexibilidad a la hora de modelar sistemas eléctricos y sus componentes. En este caso, se propone el desarrollo del modelo electromecánico de un aerogenerador basado en máquina síncrona con rotor de imanes permanentes.

5.2 Turbina eólica

Para modelar la turbina eólica en la plataforma Pydae[®] se han introducido las ecuaciones que definen el bloque de Simulink[®] "Wind Turbine" utilizado en el modelo electromagnético. La definición del bloque se puede encontrar documentada en el soporte de la plataforma [20].

$$\frac{d\mathbf{v}_w^r}{dt} = \dot{\mathbf{v}}_w^{r*} \quad (5.1)$$

$$\mathbf{v}_w = \mathbf{v}_w^0 + \mathbf{v}_w^r \quad (5.2)$$

$$\lambda = \Lambda_b \frac{(\omega_t / \Omega_{tb})}{(\mathbf{v}_w / N_{wb})} \quad (5.3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08\beta)} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (5.4)$$

$$c_p = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-C_5 \frac{1}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (5.5)$$

$$c_p^{pu} = \frac{c_p}{C_{pb}} \quad (5.6)$$

$$p_w = K_{pow} c_p^{pu} (\mathbf{v}_w / N_{wb})^3 \quad (5.7)$$

- \mathbf{v}_w^0 : Velocidad del viento inicial (m/s).

- v_w^r : Incremento de la velocidad del viento (m/s).
- \dot{v}_w^r : Derivada del incremento deseado de la velocidad del viento (m/s^2).
- ω_t : Velocidad de giro de la turbina (pu).
- Ω_{tb} : Velocidad de giro base de la turbina (rad/s).
- v_w : Velocidad del viento (m/s).
- N_{wb} : Velocidad del viento base (m/s).
- p_w : Potencia de la turbina eólica (pu).
- β : Ángulo de las palas (rad).
- c_p : Coeficiente de potencia (-).
- c_{pb} : Coeficiente de potencia base (-).
- c_p^{pu} : Coeficiente de potencia (pu).

5.3 Control MPPT de la turbina

El método de seguimiento de máxima potencia (MPPT) implementado, considera una relación simplificada entre la velocidad de giro de la turbina ω_t y la potencia que se debería extraer de la misma, en el punto de máxima potencia p_w' . Lo que viene a ser una aproximación a la curva utilizada en el modelo EMAG, ver apartado 4.2.

$$p_w' = K_{mp} \omega_t^3 \quad (5.8)$$

- p_w' : Potencia de referencia del MPPT (pu).
- ω_t : Velocidad de giro de la turbina (pu).
- K_{mp} : Constante de potencia máxima (pu/pu).

En el caso particular que la máxima potencia es la nominal y considerada como potencia base, para la velocidad nominal constante K_{mp} sería igual a la unidad.

Para poder controlar la velocidad del MPPT se plantea un filtro pasa-bajos. Se debe tener en cuenta que el MPPT y la respuesta inercial se enfrentan permanentemente. Por un lado, la respuesta inercial variará la velocidad para poder entregar el incremento de potencia requerido ante una perturbación de frecuencia y por el otro el MPPT buscará restablecer la velocidad al valor óptimo lo más rápido posible. Con este filtro pasa-bajos y su constante de diseño T_{mp} se puede regular la velocidad del MPPT permitiendo aportar inercia durante transitorios cortos (tiempos $< 10\text{s}$) mientras que se mantiene un buen seguimiento de máxima potencia en tiempos medios y largos o estado estacionario (tiempos $> 10\text{s}$).

$$\frac{dp_w^*}{dt} = \frac{1}{T_{mp}} (p_w' - p_w^*) \quad (5.9)$$

- p_w^* : Potencia de referencia del MPPT luego del filtro pasa-bajo(pu).
- T_{mp} : Constante de tiempo del control MPPT (s).

5.4 Control de ángulo de pala

A diferencia del modelo EMAG, este modelo sí consta de control de ángulo de pala, pues su uso está pensado para simulaciones en largos rangos de tiempo, para los que este tipo de control podría ser de interés. Se considera que la máxima extracción de potencia se logra para un ángulo de pala nulo. En el presente modelo se consideran valores de ángulo distintos sólo en el caso de requerirse limitar la potencia por exceso de velocidad como se define a continuación,

$$\varepsilon_\beta = \begin{cases} 0 & \text{if } \omega_r < \Omega_r^{\text{máx}} \\ \omega_r - \Omega_r^{\text{máx}} & \text{if } \omega_r \geq \Omega_r^{\text{máx}} \end{cases} \quad (5.10)$$

- ε_β : Diferencia entre la velocidad actual de la turbina y la velocidad máxima de la misma.

Para el control del ángulo de pala se implementa un PI (Proporcional-Integral) cuya representación en variables de estado se puede escribir como sigue,

$$\frac{d\xi_\beta}{dt} = \varepsilon_\beta \quad (5.11)$$

$$\beta^* = K_{p\beta} \varepsilon_\beta + K_{i\beta} \xi_\beta \quad (5.12)$$

A la referencia de ángulo β^* se le aplica un filtro pasa-bajos para modelar la dinámica del actuador del ángulo de pala.

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{1}{T_\beta} (\beta^* - \beta) \quad (5.13)$$

5.5 Sistema mecánico

El sistema mecánico de un aerogenerador tipo full-converter se podría simplificar como un sistema compuesto por:

- Tres palas.
- El hub, localizado en el rotor de las turbinas de viento, encargado de sujetar los álabes y conectarlos con el eje principal del generador eléctrico.
- El eje que une la turbina y el rotor de la PMSM.
- El rotor de la máquina eléctrica.

Esto da lugar a un modelo de 5 masas, [21]. Sin embargo, lo más común es el uso de un modelo de dos masas como el mostrado en la Fig. 5.2, siendo el adoptado en este trabajo.

El sistema mecánico del modelo EMAG, visto en el apartado 4.3, es aún más simplificado pues desprecia la elasticidad del eje al considerar un sistema de masa única. Dicho modelo se ha centrado en el estudio de la respuesta inercial, lo que permite analizar pequeños rangos de tiempo en los que dicha elasticidad puede ser obviada.

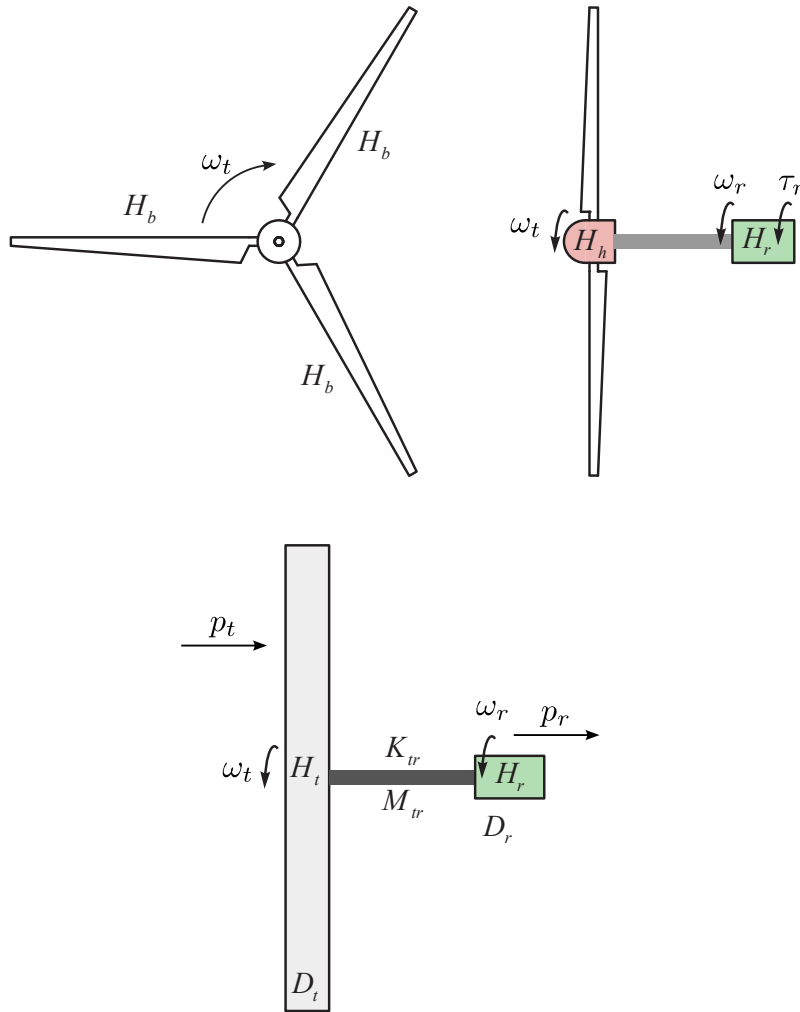


Figura 5.2 Sistema mecánico de dos masas implementado en el modelo EMAC.

El ángulo entre la masa "palas-hub" y el rotor de la PMSM, se puede obtener como la integral de la diferencia entre las respectivas velocidades:

$$\frac{d\theta_{tr}}{dt} = \omega_t - \omega_r \tag{5.14}$$

Considerando la Ley de elasticidad de Hooke, el eje crea un acoplamiento elástico entre las dos masas con un par proporcional a la diferencia de ángulo θ_{tr} que se tiene entre sus extremos. Aplicando la segunda Ley de Newton ($J\dot{\omega} = \sum \tau_i$) a cada masa giratoria se tiene el siguiente modelo dinámico del sistema mecánico.

$$\frac{d\omega'_t}{dt} = \frac{1}{J_t} \left(\frac{p'_w}{\omega_t} - K'_{tr}\theta_{tr} - D'_{tr}(\omega'_t - \omega'_r) \right) \tag{5.15}$$

$$\frac{d\omega'_r}{dt} = \frac{1}{J_r} \left(K'_{tr}\theta_{tr} + D'_{tr}(\omega'_t - \omega'_r) - \frac{p'_r}{\omega'_r} \right) \tag{5.16}$$

Con:

- p'_w : Potencia aplicada a la turbina por el viento (W).
- p'_r : Potencia extraída por la PMSM (W).
- ω'_t : Velocidad de la turbina (rad/s).

- ω'_r : Velocidad del rotor de la PMSM (rad/s).
- J_t : Momento de inercia de la turbina (kgm^2).
- J_r : Momento de inercia del rotor de la PMSM (kgm^2).
- K'_{tr} : Constante de elasticidad (Nm/rad).
- D'_{tr} : Constante de amortiguamiento (Nms/rad).

También se puede escribir el modelo anterior con las potencias p_t y p_r y las velocidades ω_t y ω_r en por unidad de la siguiente manera:

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{H_y} \left(\frac{p_w}{\omega_t} - K_{tr}\theta_{tr} - D_{tr}(\omega_t - \omega_r) \right) \quad (5.17)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{H_r} \left(K_{tr}\theta_{tr} + D_{tr}(\omega_t - \omega_r) - \frac{p_r}{\omega_r} \right) \quad (5.18)$$

Donde:

- p_w : Potencia aplicada a la turbina por el viento (pu).
- p_r : Potencia extraída por la PMSM (pu).
- ω_t : Velocidad de la turbina (pu).
- ω_r : Velocidad del rotor de la PMSM (pu).
- K_{tr} : Constante de elasticidad (pu/rad).
- D_{tr} : Constante de amortiguamiento (pu).

Las constantes de inercia H_t y H_r se pueden relacionar con su equivalente en unidades fundamentales de la siguiente manera:

$$H_t = \frac{1}{2} \frac{J_t \Omega_{tb}^2}{S_b} \quad H_r = \frac{1}{2} \frac{J_r \Omega_{rb}^2}{S_b}$$

La constante K_{tr} se puede relacionar con su equivalente en unidades fundamentales de la siguiente manera:

$$K_{tr} = \frac{K'_{tr} \Omega_{tb}}{S_b}$$

Mientras que D_{tr} se relaciona como sigue:

$$D_{tr} = \frac{D'_{tr}}{S_b}$$

5.6 Modelo eléctrico PMSM + VSC

El modelo eléctrico de la máquina síncrona de imanes permanentes es el mismo que se ha implementado en Simulink llevado al estado estacionario y en por unidad de la máquina, ver código 4.9. Su explicación teórica se encuentra desarrollada en el apartado 4.4.

$$0 = v_{md} - R_m i_{md} + L_m i_{mq} \omega_r \quad (5.19)$$

$$0 = v_{mq} - R_m i_{mq} - L_m i_{md} \omega_r - \Phi_m \omega_r \quad (5.20)$$

$$0 = \Phi_m i_{mq} \omega_r - p_r \quad (5.21)$$

5.7 Control PMSM + VSC

El control implementado en la máquina es el mismo que se ha desarrollado en el capítulo 4.5. Se ha definido un sistema de ecuaciones algebraicas a través del cual obtener las tensiones en coordenadas dq que se deben aplicar a la PMSM. Estas tensiones de referencia se calculan de forma que con ellas, la máquina eléctrica intercambie la potencia deseada, p_r^* , con el sistema mecánico y al mismo tiempo esta tenga una corriente en eje directo nula ($i_{md} = 0$).

$$0 = \Phi_m i_{mq}^* \omega_r - p_r^* \quad (5.22)$$

$$0 = v_{md} - R_m i_{md}^* + L_m i_{mq}^* \omega_r \quad (5.23)$$

$$0 = v_{mq} - R_m i_{mq}^* - L_m i_{md}^* \omega_r - \Phi_m \omega_r \quad (5.24)$$

A su vez, la potencia de referencia p_r^* se define como sigue:

$$p_r^* = p_w^* + p_f + p_h + p_{ppc} \quad (5.25)$$

Donde:

- p_w^* : Potencia de referencia calculada por el MPPT (pu).
- p_f : Potencia para la respuesta primaria de frecuencia (pu).
- p_h : Potencia para la respuesta inercial (pu).
- p_{ppc} : Potencia de referencia externa definida por el controlador de parque, PPC, (pu).

5.8 Emulador de inercia

A continuación se describe el método de emulación de inercia adoptado para el aerogenerador estudiado. El mismo consiste en una estimación del RoCoF (Rate of Change of Frequency) para luego calcular una potencia p_h .

5.8.1 Medición de frecuencia y RoCoF

En el dominio fasorial y en por unidad un PLL se puede definir como se describe a continuación. Dada la tensión fasorial en el punto de interconexión del aerogenerador, su parte real e imaginaria se puede escribir como sigue:

$$v_{si} = V_s \sin(\theta_s) \quad (5.26)$$

$$v_{sr} = V_s \cos(\theta_s) \quad (5.27)$$

Para un ángulo $\hat{\theta}$ estimado se puede aplicar la transformada de Park para obtener v_{sd} :

$$\hat{v}_{sd} = v_{si} \cos(\hat{\theta}) - v_{sr} \sin(\hat{\theta}) \quad (5.28)$$

A su vez el ángulo estimado se obtiene a partir de una frecuencia estimada obtenida por medio de un PI (Proporcional-Integral):

$$\Delta \hat{\omega} = K_{ppll} \hat{v}_{sd} + K_{ipll} \xi_{pll} \quad (5.29)$$

$$\hat{\omega} = \Delta \hat{\omega} + 1 \quad (5.30)$$

Finalmente el PLL queda definido con las siguientes dos ecuaciones diferenciales:

$$\frac{d\hat{\theta}}{dt} = \Omega_b (\hat{\omega} - \omega_{coi}) \quad (5.31)$$

$$\frac{d\xi_{pll}}{dt} = \hat{v}_{sd} \quad (5.32)$$

$$\frac{d\Delta\hat{\omega}_f}{dt} = \frac{1}{T_{pll}} (\hat{\omega} - \hat{\omega}_f) \quad (5.33)$$

El RoCoF se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\hat{\alpha} = \frac{1}{T_{pll}} (\hat{\omega} - \hat{\omega}_f) \quad (5.34)$$

5.8.2 Emulación

La emulación de inercia se hace definiendo una referencia de potencia p_h proporcional al RoCoF. Para ser compatible con las máquinas síncronas la constante de proporcionalidad se propone como $2H$, siendo H , medida en segundos, análoga a la inercia de una máquina síncrona.

$$p_h = 2H\hat{\alpha} \quad (5.35)$$

Esta potencia junto con las demás expresadas en (5.25) definen la potencia de referencia p_r^* .

5.9 Bus DC

El bus de continua se modela con su dinámica principal impuesta por la tensión del condensador v_{dc} ,

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{2C_{dc}} (i_{mdc} - i_{tdc}) \quad (5.36)$$

Siendo las corrientes obtenidas del balance de potencia entre los lados de corriente alterna y de continua. Quedando en por unidad como siguen:

$$i_{mdc} = (i_{md}v_{md} + i_{mq}v_{mq}) / v_{dc} \quad (5.37)$$

$$i_{tdc} = (i_{ti}v_{ti} + i_{tr}v_{tr}) / v_{dc} \quad (5.38)$$

5.10 Modelo de VSC del lado de red

En el presente modelo electromecánico del aerogenerador se propone el uso de ecuaciones algebraicas para el modelado del convertidor del lado de red. De esta manera, las ecuaciones diferenciales definidas para el modelo electromagnético y sus variables de estado dinámicas asociadas (ver apartado 4.8), se convierten respectivamente en ecuaciones y variables algebraicas,

$$0 = v_{ti} - R_s i_{si} - X_s i_{sr} - v_{si} \quad (5.39)$$

$$0 = v_{tr} - R_s i_{sr} + X_s i_{si} - v_{sr} \quad (5.40)$$

Donde:

- i_{sr}, i_{si} : Las componentes real e imaginaria del fasor de corriente en (pu).

- R_s y X_s : Componentes de la impedancia equivalente de acoplamiento del convertidor con la red (pu).

El PLL queda simplificado como sigue, siendo θ_s el ángulo equivalente al estimado,

$$v_{sr} = V_s \cos(\theta_s) \quad (5.41)$$

$$v_{si} = V_s \sin(\theta_s) \quad (5.42)$$

Por último, la interacción con la red se realiza por medio del balance de potencias en la barra a la que el convertidor está conectado. De esta manera, es necesario el cálculo de las potencias activas y reactivas como sigue,

$$0 = i_{sr}v_{sr} + i_{si}v_{si} - p_s \quad (5.43)$$

$$0 = i_{sr}v_{si} - i_{si}v_{sr} - q_s \quad (5.44)$$

5.11 Control de VSC del lado de red

El control de corrientes del convertidor del lado de red tiene tiempos de respuesta del orden de algunos milisegundos. Por lo tanto, la dinámica del control se puede simplificar convirtiendo sus ecuaciones diferenciales en algebraicas. Dando lugar a un modelo que, manteniendo los cálculos que hace el control real, se puede resolver en el dominio de tiempos con pasos de integración elevados (entre 10 y 50 milisegundos). Esto permite simulaciones de grandes parques eólicos con recursos informáticos relativamente bajos.

Dada la potencia de referencia activa para este convertidor definida como:

$$p_s^* = -K_{pdc} (v_{dc}^* - v_{dc}) + K_{fdc} (i_{md}v_{md} + i_{mq}v_{mq}) \quad (5.45)$$

Se pueden obtener las corrientes de referencia solucionando el siguiente sistema de ecuaciones algebraicas:

$$0 = i_{sd}^*v_{sd} + i_{sq}^*v_{sq} - p_s^* \quad (5.46)$$

$$0 = i_{sq}^*v_{sd} - i_{sd}^*v_{sq} - q_s^* \quad (5.47)$$

Teniendo las corrientes se pueden obtener las tensiones en terminales del convertidor de referencia v_{td}^* y v_{tq}^* de las siguientes ecuaciones.

$$0 = v_{td}^* - R_s i_{sd}^* - X_s i_{sq}^* - v_{sd} \quad (5.48)$$

$$0 = v_{tq}^* - R_s i_{sq}^* + X_s i_{sd}^* - v_{sq} \quad (5.49)$$

Si se considera que las tensiones del convertidor v_{tr} y v_{ti} son directamente iguales a las referencias, el control queda totalmente definido.

6 Análisis y comparativa resultados

En este apartado se muestran los resultados de las simulaciones obtenidas con los modelos desarrollados en los apartados 4 y 5. A través de ambos modelos, ha sido posible validar la estrategia de control desarrollada y se ha comprobado la rápida respuesta inercial de la máquina ante eventos de frecuencia en la red.

6.1 Resultados del modelo EMAG

A continuación, se muestran los resultados del modelo electromagnético implementado en Simulink®, desarrollado de forma detallada en el capítulo 4.

Se han realizado numerosas pruebas al modelo, de forma que se consiga observar la respuesta del control implementado ante diferentes circunstancias en la red. Este apartado recoge el comportamiento del modelo para una simulación de 120 segundos, en la cual, el aerogenerador se encuentra funcionando a condiciones nominales y la red a la que se conecta sufre una caída de frecuencia. En la Fig. 6.1, se observan las señales de entrada a la turbina del aerogenerador. Durante toda la simulación, la turbina recibe una señal de velocidad de viento constante de 13 m/s y en el segundo 75 comienza un RoCoF de 0.5 Hz/s.

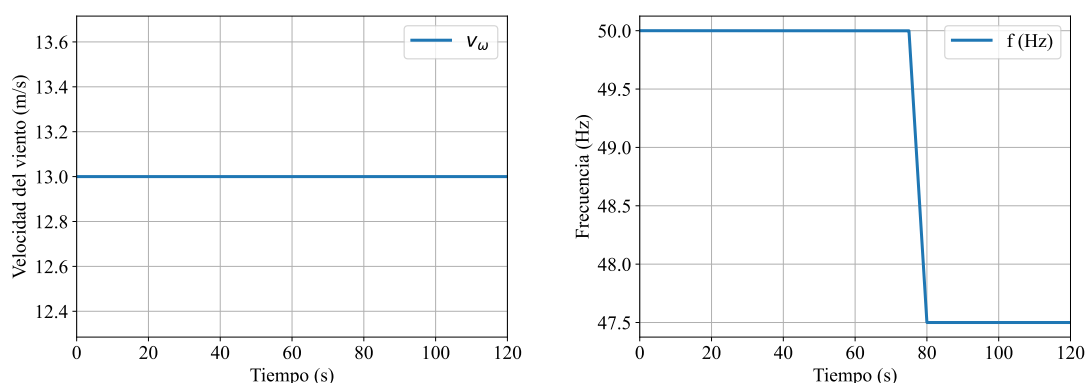


Figura 6.1 Señales de entrada a la turbina durante la simulación, velocidad de viento y frecuencia.

En la Fig. 6.2, se observan las respuestas de velocidad de giro y potencia de la máquina. La ventana temporal mostrada, se centra en la respuesta inercial del modelo. Para ello, se parte de un instante en el que la máquina se encuentra estable y funcionando a condiciones nominales, segundo 70, de forma que se aprecie la posterior respuesta de las distintas variables ante el escalón de frecuencia

que llega en el segundo 75.

En la gráfica izquierda se observa la velocidad de giro del rotor de la máquina, que cómo es de esperar para esa velocidad de viento, se encuentra inicialmente girando a velocidad 1.00 pu. Cuando ocurre el evento de frecuencia en el segundo 75, el rotor disminuye rápidamente su velocidad debido al control inercial y una vez desaparece el RoCoF comienza a sobreoscilar buscando de nuevo el punto de equilibrio inicial.

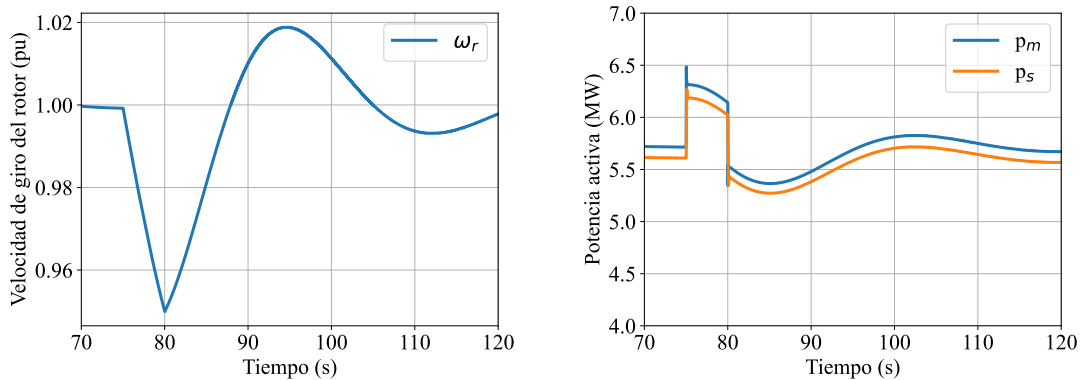


Figura 6.2 Señales de salida del aerogenerador durante la simulación, velocidad de giro y potencias.

En la gráfica de la derecha se muestra la respuesta de potencia del aerogenerador. La variable " p_m " es la potencia eléctrica de la máquina y " p_s " la potencia de salida del convertidor hacia la red. En el segundo 75 vemos que la máquina es capaz de superar su potencia nominal de 6 MW debido a la energía cinética contenida en la masa rotativa. Una vez el RoCoF ha cesado, la respuesta natural de la máquina hace que poco a poco se recupere las condiciones de funcionamiento iniciales.

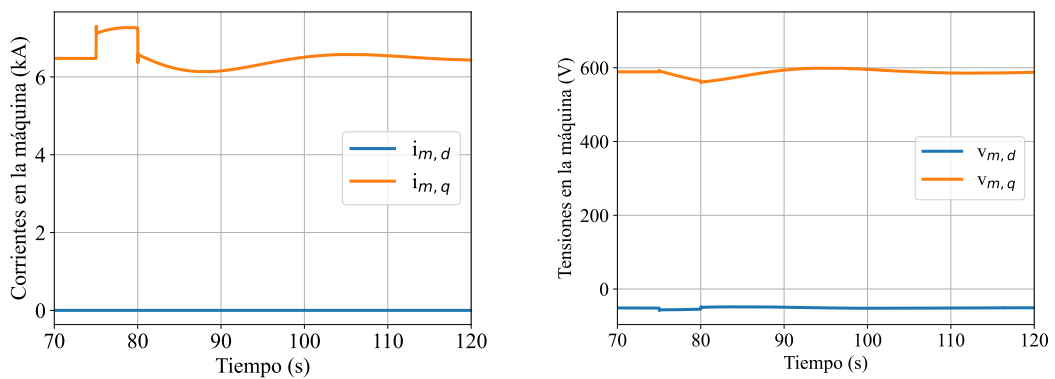


Figura 6.3 Corrientes y tensiones de la PMSM en ejes dq .

Tras comprobar que la máquina responde cómo se desea a nivel mecánico, es decir, su respuesta de velocidad y potencia es la esperada, es de interés, observar que dicha respuesta no desestabiliza las señales de corriente y tensión de la máquina y por consiguiente, no introduce inestabilidades a la red. En la Fig. 6.3 se demuestra que las corrientes y tensiones controladas durante la simulación son estables.

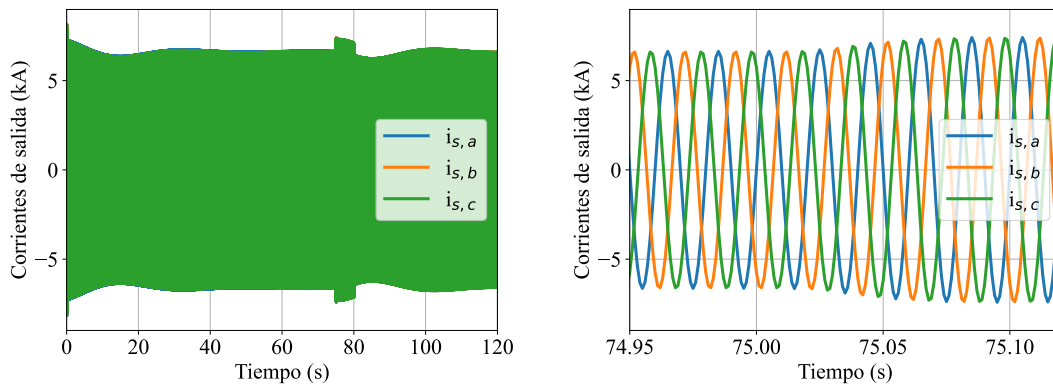


Figura 6.4 Corrientes de fase que salen del convertidor hacia la red.

En las Figs. 6.4 y 6.5 se pueden observar las corrientes y tensiones de fase que salen del aerogenerador hacia la red.

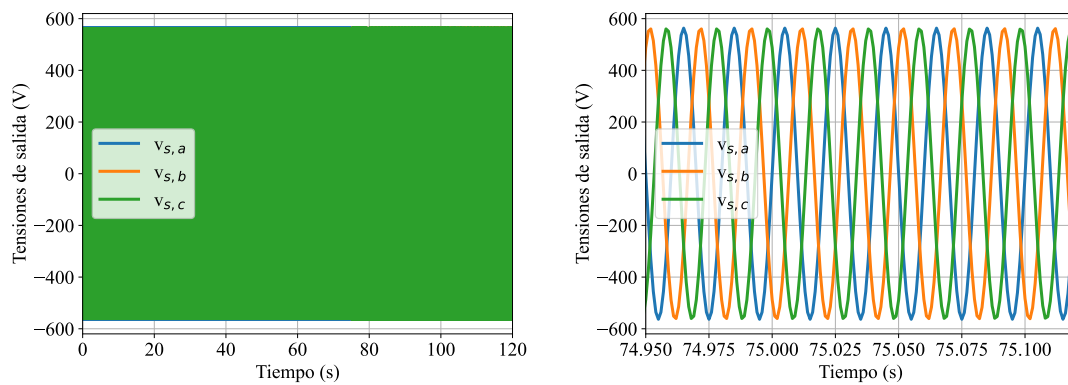


Figura 6.5 Tensiones de fase en terminales del convertidor con la red.

6.2 Comparativa resultados modelos EMAG - EMEC

Una vez se ha verificado que la estrategia de control de emulación de inercia desarrollada no inestabiliza la máquina, se comparan las respuestas de los dos modelos desarrollados: EMAG y EMEC. La finalidad de esta comparativa es demostrar que ambos modelos se comportan igual y que por tanto, el modelo EMEC emula el comportamiento de una máquina controlada estable.

Las comparativas realizadas son las siguientes:

1. Escalón de viento y frecuencia constante, Fig.6.6.
2. Viento constante y RoCoF de frecuencia, Fig.6.7.

La primera prueba realizada a los modelos es un escalón de viento de 4 m/s . La turbina comienza recibiendo una velocidad de viento de 6 m/s y en el segundo 10, pasa a recibir 10 m/s . La frecuencia se mantiene constante en 50 Hz . Lo que se busca con esta simulación, es comprobar que ambos modelos replican la respuesta de un mismo tipo de aerogenerador, generando las mismas señales de potencia a su salida. Tal y cómo se observa en la figura 6.6, tanto el modelo electromagnético

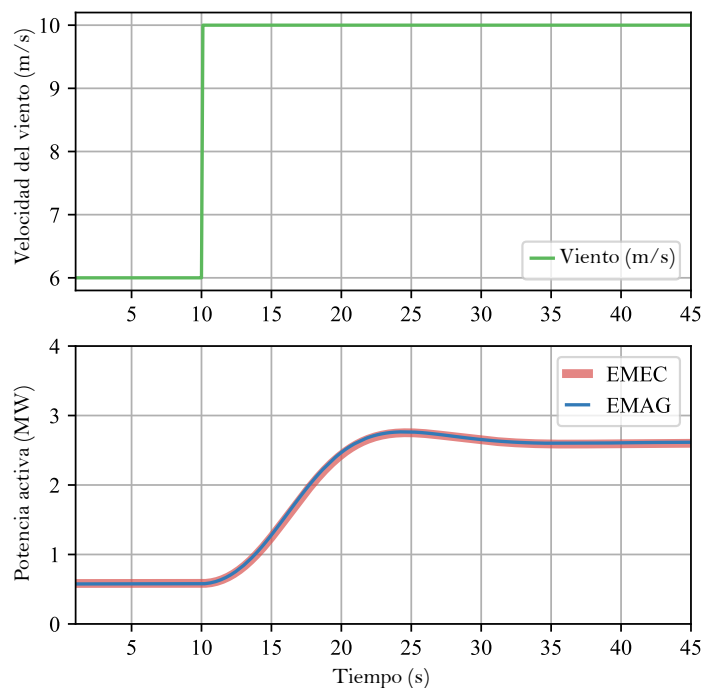


Figura 6.6 Respuesta de potencia de los modelos *EMAG* y *EMEC* ante un escalón de viento de 4 m/s .

implementado en la plataforma Simulink[®] como el electromecánico del entorno de simulación Pydae[®] responden igual. Ambos sufren una pequeña sobreoscilación de potencia y consiguen estabilizarse a los 25 segundos del cambio de viento aproximadamente.

Lo que se observa en la gráfica de potencia activa es cómo el *control MPPT* se encarga de alcanzar la máxima salida de potencia de la turbina para el nuevo valor de velocidad de viento. Tal cómo se ha definido el *control MPPT*, este oscila entorno al punto de máxima potencia hasta

alcanzarlo.

En la segunda simulación, Fig. 6.7, para un viento constante de 10 m/s se simula un RoCoF de 0.5 Hz/s en el instante 0.5 segundos. Tanto el modelo electromagnético como el electromecánico reaccionan ante esta bajada de frecuencia registrada en la red, inyectando una potencia extra. En la

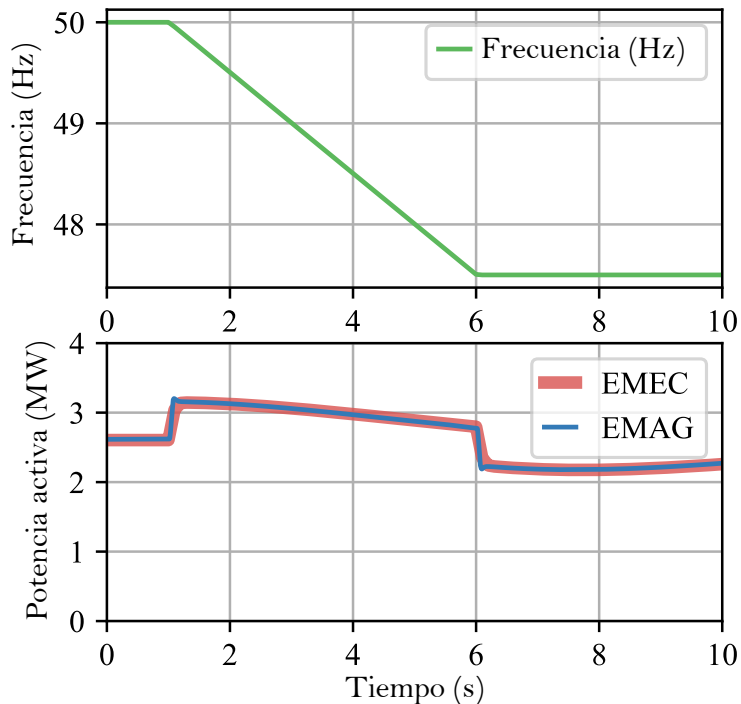


Figura 6.7 Respuesta de potencia de los modelos *EMAG* y *EMEC* ante un *RoCoF* de 0.5 Hz/s.

Fig. 6.8 se observa cómo la potencia de entrada en la máquina, potencia capturada por la turbina a partir del viento, " p_w ", es prácticamente constante y cómo la máquina a pesar de ello es capaz de aumentar su potencia de salida " p_s ". Como consecuencia de esa conversión de energía cinética en energía eléctrica, el rotor de la máquina se frena, es decir, está ocurriendo la respuesta inercial propia de los generadores síncronos.

Llama la atención cómo la " p_s " no es capaz de seguir la potencia de referencia, o potencia de salida ideal, que se esperaba. Esto es debido al conflicto entre los controles MPPT y el de emulación de inercia. Al disminuir la velocidad de giro del rotor debido a la respuesta inercial, el algoritmo MPPT calcula una potencia máxima de salida de la turbina menor. Esto se puede observar en la curva de la Fig.4.1.

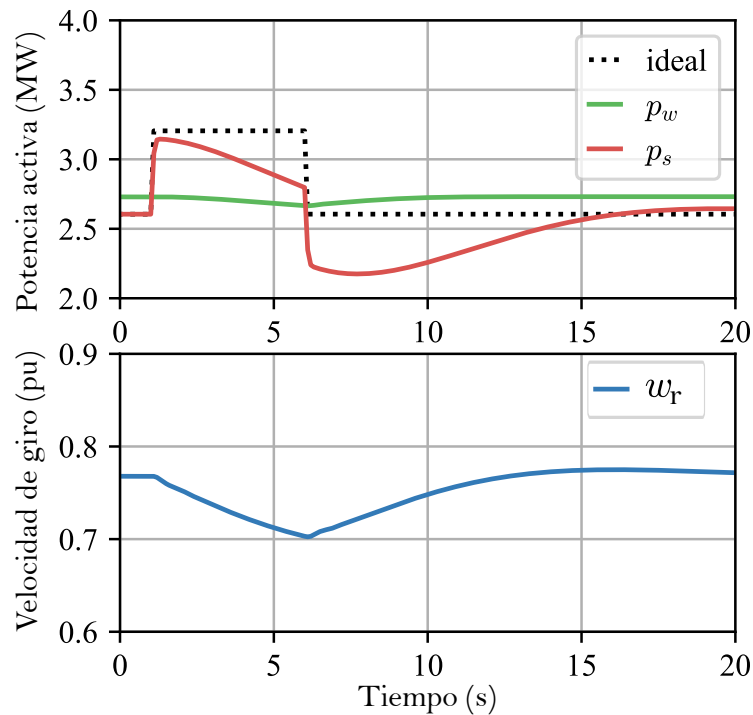


Figura 6.8 Potencia de entrada y salida de la máquina y velocidad de giro.

6.3 Resultados modelo EMEC

Una vez se ha comprobado que el modelo implementado en Pydae[®] emula un aerogenerador controlado estable, se ha hecho uso de esta herramienta para conocer la respuesta de un parque eólico completo.

A través de la herramienta Pydae[®], se ha simulado la respuesta de un parque eólico compuesto por 8 aerogeneradores, 8 centros de transformación, 8 líneas eléctricas de media tensión, un transformador de evacuación y una línea de alta tensión, Fig. 6.9. La potencia instalada de dicho parque es de 48 MVA, sin embargo teniendo en cuenta las pérdidas del parque, se ha definido una potencia nominal de 40 MVA.

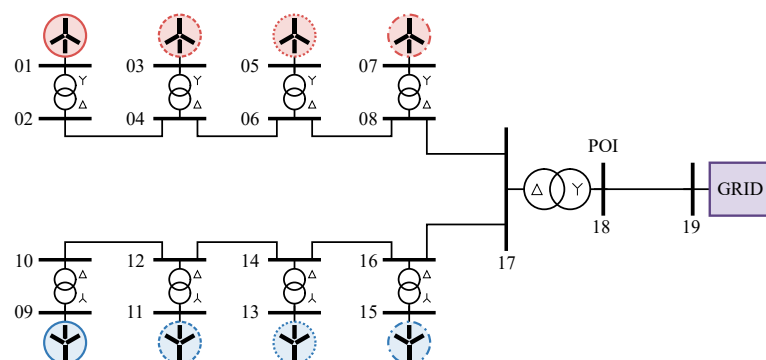


Figura 6.9 Parque eólico simulado.

El objetivo de simular un parque eólico completo es analizar la respuesta del sistema, comparando los resultados de frecuencia obtenidos en la red ante distintas casuísticas:

1. Red conectada al parque eólico, sin control inercial.
2. Red conectada al parque eólico, con control inercial.
3. Red conectada a un generador síncrono de la misma potencia nominal que el parque eólico.

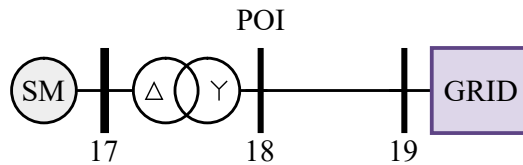


Figura 6.10 Generador síncrono equivalente.

En la Fig. 6.11 se observan las tres respuestas de frecuencia que sufre la red. En rojo, la respuesta de la red cuando se encuentra conectada a un parque eólico (*Wind Farm*), sin inercia. En azul, la respuesta del sistema cuando el parque eólico dispone de control inercial. Y por último en verde, la respuesta de frecuencia cuando la red se encuentra conectada a un generador síncrono equivalente. En la Fig. 6.12 se muestran las salidas de potencia de los aerogeneradores que componen el parque.

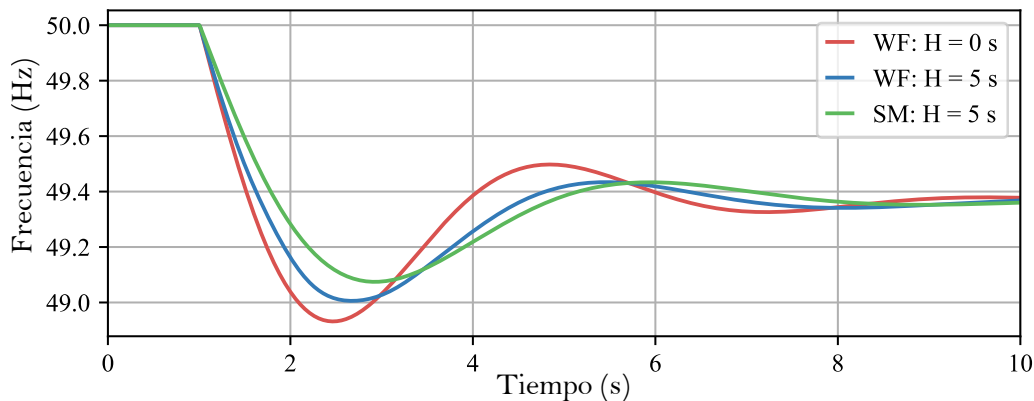


Figura 6.11 Comparativa frecuencias.

En la gráfica superior, las potencias generadas se mantienen constantes durante toda la simulación puesto que los aerogeneradores no disponen de control inercial, mientras que en la gráfica inferior al tener el control de emulación de inercia activo, se observa cómo todas las máquinas responden aumentando su potencia de salida ante el RoCoF de la red. Para simular las distintas posiciones de los aerogeneradores en el parque, se ha simulado una entrada de viento diferente para cada uno, provocando así que cada aerogenerador entregue una potencia diferente.

Por último, es interesante analizar la comparativa de las respuestas inerciales del parque eólico y del generador síncrono equivalente. En la Fig. 6.13 se aprecia cómo el escalón de potencia activa que producen los aerogeneradores en sus terminales es bastante pronunciada, del orden de 7 MW. Mientras que en el POI esa potencia se ve reducida por pérdidas de transporte a 5 MW. La respuesta de los aerogeneradores se acerca mucho a la del generador síncrono.

Con esta comparativa, se puede concluir que la respuesta del sistema mejora notablemente con el control inercial de parque eólico. No llega a mejorar tanto la caída de frecuencia como un generador

síncrono, pero se asemeja bastante. Luego, la estrategia de control inercial en parques eólicos podría ser una mejora a considerar en el sistema eléctrico actual.

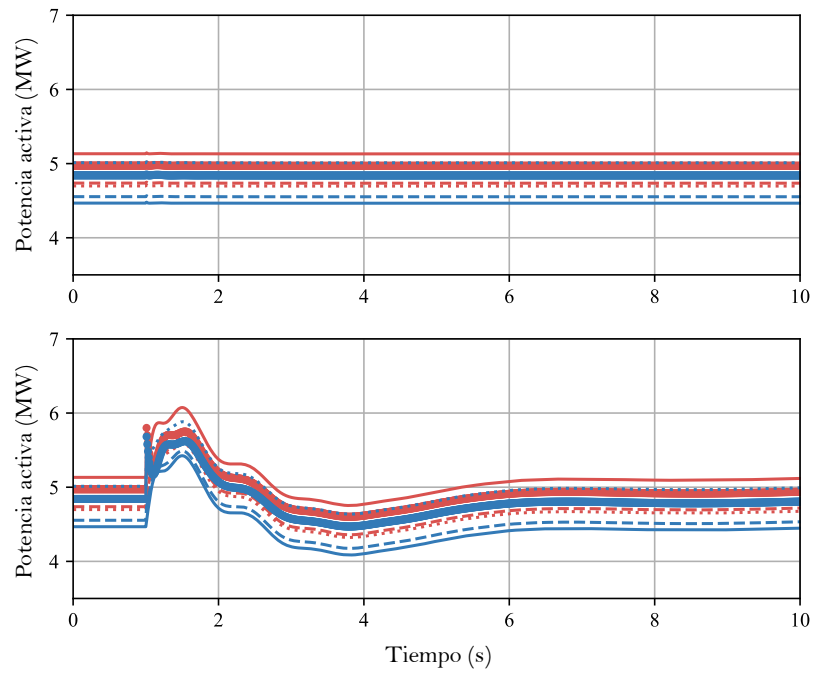


Figura 6.12 Potencias de salida de los aerogeneradores con y sin inercia.

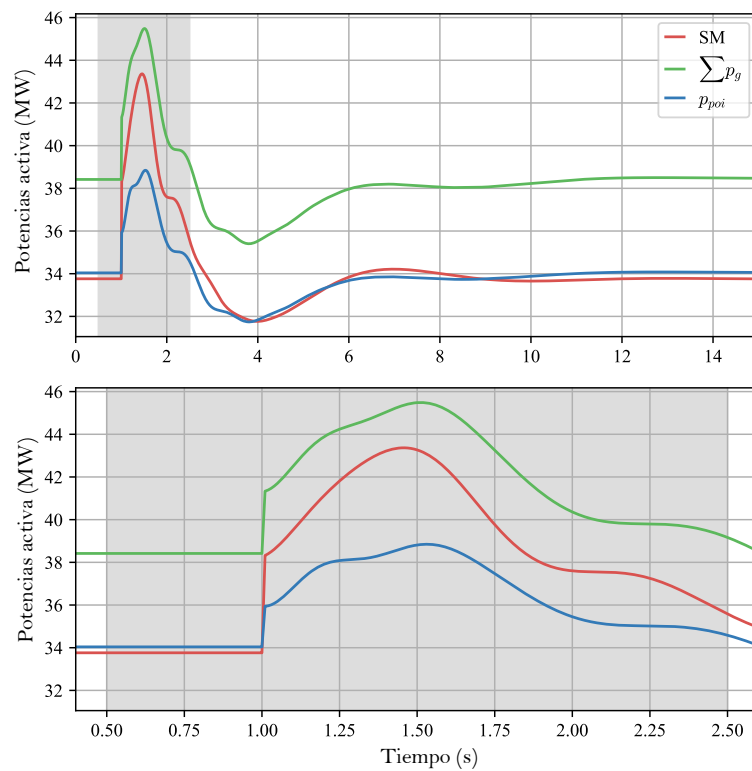


Figura 6.13 Comparativa potencia activa: Máquina Síncrona equivalente, aerogeneradores y POI del parque eólico completo .

7 Conclusión

En el presente trabajo de fin de grado, se desarrollan dos modelos de aerogenerador, uno electromagnético y otro electromecánico, con el objetivo de obtener de ellos una respuesta inercial propia de generadores síncronos convencionales. Para conseguir esto, se ha implementado una estrategia de control en los convertidores electrónicos que acoplan el aerogenerador a la red. El control diseñado, busca obtener la potencia extra necesaria, a partir de la energía cinética que se encuentra almacenada en la masa giratoria turbina-generador. La idea de aprovechar la inercia del movimiento giratorio contenido en el aerogenerador, reside en la capacidad de aportar una respuesta inercial en todo momento, incluso cuando la máquina se encuentre operando en condiciones nominales. Esto quiere decir, que a pesar de estar entregando su potencia nominal, el aerogenerador siempre podrá incrementar su potencia de salida ante RoCof.

Para obtener resultados realistas, que den pie a considerar esta estrategia de control, se ha dado mucho detalle e importancia al modelado del aerogenerador. Para ello, se ha partido de parámetros actuales del fabricante de aerogeneradores *Siemens-Gamesa* y se ha obtenido por un modelo de 6MW de potencia nominal, compuesto por una máquina síncrona de imanes permanentes y conectada a red a través de un convertidor *Full converter*. El reto del control diseñado, está en conseguir aprovechar la respuesta inercial que de forma natural tienen las máquinas síncronas, a pesar de tener al generador, completamente desacoplado de la frecuencia del sistema. En otras palabras, se busca que el convertidor sea el encargado de detectar esas variaciones de frecuencia e instantáneamente pedir a la máquina, la potencia necesaria que lleve a la respuesta inercial deseada. Ese incremento de potencia eléctrica generada, reducirá la velocidad del conjunto, provocando que la máquina entregue la energía cinética que almacenaba en su eje de giro.

Con el análisis de las respuestas inerciales de los dos modelos implementados, EMAG y EMEC, se demuestra la validez del control desarrollado. No sólo se han observado las respuestas de salida de potencia del aerogenerador sino que también se ha analizado en detalle el comportamiento de las variables eléctricas internas de la máquina, comprobando así la estabilidad de la respuesta obtenida.

Con este trabajo pues, se puede concluir que la energía eólica no sólo puede ser vista como una fuente de energía verde sino que también puede contribuir positivamente en la estabilidad eléctrica del sistema. Con el futuro prometedor de las energías renovables, los aerogeneradores podrían tomar el papel inercial que venían teniendo los generadores síncronos convencionales, y convertirse así, en una pieza clave para la transición energética hacia la descarbonización.

Por último, cabe destacar que con este trabajo no sólo se obtiene la validez de una estrategia de control, sino que ambos modelos de aerogenerador desarrollados, pueden ser utilizados como herramienta de simulación para futuras líneas de investigación en el sector.

7.1 Próximos pasos

En este trabajo, se podrían distinguir dos líneas de desarrollo principales: 1. La estrategia de control inercial y 2. El modelado en detalle de aerogenerador. Por tanto, siguiendo esta distinción de partes, podríamos hablar de posibles mejoras en ambos aspectos.

Por un lado, en cuanto a la estrategia de control implementada, una de las posibles mejoras es conseguir que el control MPPT congele durante la respuesta inercial. Pues cómo se ha visto en los resultados de las simulaciones, la potencia entregada durante la caída de frecuencia, no se mantiene constante como se desearía. Esto es debido a que ambos controles, MPPT y emulación de inercia "luchan" durante el RoCoF, lo que provoca que la potencia inyectada durante el evento vaya disminuyendo levemente. Desde este trabajo, se proponen dos posibles soluciones:

1. Congelar el control MPPT durante el evento de frecuencia.
2. Ajustar las constantes de tiempo de ambos controles de forma que se encuentre un tiempo de respuesta óptimo para cada tipo de control, tal que uno no interfiera en las consignas del otro.

Por otro lado, centrándonos en los modelos de aerogenerador desarrollados, a pesar de que ambos replican muy fielmente el comportamiento eléctrico y mecánico del aerogenerador y pueden ser utilizados para multitud de estudios de control, aún existen puntos de mejora que consigan una mayor precisión y variabilidad en su comportamiento.

Una de ellas, es la implementación del modelo mecánico de dos masas en el aerogenerador EMAG, para conseguir un mayor paralelismo entre los dos modelos desarrollados, EMAG y EMEC. O la implementación del control de ángulo de palas en el modelo electromagnético, que posibilite otras líneas de estudio de aerogeneradores con dicho modelo.

Índice de Figuras

1.1	Temperatura media de la superficie terrestre entre 1880 y 2020	1
1.2	Cuota Nacional de Mercado por Generación en 2022 (%)	2
2.1	Evolución de la respuesta de frecuencia del sistema con la bajada de su inercia	5
2.2	Efectos de la baja inercia en el comportamiento de la frecuencia del sistema [8]	7
2.3	Variación de la frecuencia con el tiempo ante las distintas respuestas potencia-frecuencia de la red	8
4.1	Esquema simplificado del modelo implementado	13
4.2	Esquema de bloques del modelo de aerogenerador conectado a red	14
4.3	Esquema de bloques del modelo de aerogenerador conectado a red, Simulink	15
4.4	Bloque turbina eólica Simulink	16
4.5	Parametrización del bloque " <i>Wind Turbine</i> " en Simulink	17
4.6	Curva característica de potencia de la turbina de Simulink	17
4.7	Curva MPPT característica de la turbina modelada	18
4.8	Curva característica de potencia de la turbina de Simulink	19
4.9	Sistema de transmisión de masa única.	20
4.10	Bloque del modelo mecánico de la PMSM en Simulink	21
4.11	Sección transversal de una máquina síncrona de rotor bobinado y de imanes permanentes	22
4.12	Circuito equivalente de la PMSM	22
4.13	Circuito equivalente simplificado de la fase a	24
4.14	Circuito equivalente simplificado de la PMSM	24
4.15	Balace de potencias de la PMSM	25
4.16	Bloque Simulink® del modelo eléctrico de la PMSM	27
4.17	Esquema de control del modelo de PMSM + VSC	30
4.18	Bloque Simulink® del control de corrientes de la PMSM	31
4.19	Bloque de emulación de inercia en Simulink.	33
4.20	Bus DC en Simulink	34
4.21	VSC del lado de red en Simulink	36
4.22	Pestaña de parametrización del bloque de Simulink® " <i>Universal Bridge</i> "	37
4.23	Bloques de control de nivel bajo del VSC de lado de red.	37
4.24	Bloque de control de nivel medio del VSC de lado de red del modelo de Simulink.	39
4.25	Equivalente de Red en Simulink	41
4.26	Bloque de cálculo del ángulo de red a partir del RoCoF	42
4.27	Esquema de bloques para el cálculo de la potencia de salida del aerogenerador	42
5.1	Esquema del modelo de aerogenerador en Pydae®	45

5.2	Sistema mecánico de dos masas implementado en el modelo EMAC	49
6.1	Señales de entrada a la turbina durante la simulación, velocidad de viento y frecuencia	55
6.2	Señales de salida del aerogenerador durante la simulación, velocidad de giro y potencias	56
6.3	Corrientes y tensiones de la PMSM en ejes dq	56
6.4	Corrientes de fase que salen del convertidor hacia la red	57
6.5	Tensiones de fase en terminales del convertidor con la red	57
6.6	Respuesta de potencia de los modelos <i>EMAG</i> y <i>EMEC</i> ante un escalón de viento de $4m/s$	58
6.7	Respuesta de potencia de los modelos <i>EMAG</i> y <i>EMEC</i> ante un <i>RoCoF</i> de 0.5 Hz/s	59
6.8	Potencia de entrada y salida de la máquina y velocidad de giro	60
6.9	Parque eólico simulado	60
6.10	Generador síncrono equivalente	61
6.11	Comparativa frecuencias	61
6.12	Potencias de salida de los aerogeneradores con y sin inercia	62
6.13	Comparativa potencia activa: Máquina Síncrona equivalente, aerogeneradores y POI del parque eólico completo	62

Índice de Tablas

4.1	Parámetros modelo turbina " <i>SWT-6.0-154</i> "	16
4.2	Parámetros Control MPPT	19
4.3	Parámetros Modelo mecánico	21
4.4	Parámetros eléctricos modelo aerogenerador " <i>SWT-6.0-154</i> "	28
4.5	Parámetros eléctricos calculados	29
4.6	Parámetros del convertidor AC/DC	32
4.7	Parámetros del Bus de Continua	35
4.8	Parámetros de control del convertidor DC/AC	40
4.9	Parámetros Red equivalente	43

Índice de Códigos

4.1	Código del bloque " <i>Curva MPPT2</i> "	19
4.2	Código del bloque " <i>Modelo mecánico</i> "	21
4.3	Código del bloque " <i>Modelo eléctrico</i> "	28
4.4	Código del bloque " <i>Cambio de variables</i> "	32
4.5	Código del bloque " <i>Corriente salida aero+VSC</i> "	34
4.6	Código del bloque de cálculo de potencias de salida	35
4.7	Código del bloque " <i>CTRL1</i> "	38
4.8	Código del bloque " <i>CTRL2</i> "	39
4.9	Código del bloque " <i>Cálculo potencias salida</i> "	42

Bibliografía

- [1] A. Guterres. (2023, Diciembre) Secretary-general's statement at the closing of the un climate change conference cop28. [Online]. Available: <https://www.un.org/sg/en/content/sg/statement/2023-12-13/secretary-generals-statement-the-closing-of-the-un-climate-change-conference-cop28>
- [2] W. M. O. (WMO), "State of the global climate 2023," 2024. [Online]. Available: <https://library.wmo.int/idurl/4/68835>
- [3] (2023, Diciembre) Cop28: La conferencia concluye con un llamamiento a "alejarse" de los combustibles fósiles; la onu afirma que la eliminación es inevitable. [Online]. Available: <https://news.un.org/es/story/2023/12/1526407>
- [4] A. E. d. E. E. (AEE). (2024) La eólica en el mundo. [Online]. Available: <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- [5] ——. (2024) La eólica en españa. [Online]. Available: <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [6] A. E. B. O. del Estado, "Orden ted/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión." 2020.
- [7] R. R. E. España, "Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad," 2020.
- [8] M. Rezkalla, M. Pertl, and M. Marinelli, "Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions," *Electrical Engineering*, vol. 100, 2018.
- [9] A. O. Aluko, D. G. Dorrell, and E. E. Ojo, "Inertia emulation in low inertia power systems considering frequency measurement effects," 2021.
- [10] H. Yan, F. Ji, H. Pang, W. Jia, C. Lin, and X. Pei, "Control strategy of direct-driven pmsm wind turbines participating in fast frequency response of power grid," 2023.
- [11] A. Riccobono and A. Turevskiy, "Estimating the frequency response of a power electronics model," Mathworks, Tech. Rep., 2020.
- [12] J. M. Mauricio, A. Marano, A. Gómez-Expósito, and J. L. M. Ramos, "Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, 2009.

- [13] A. Mishra, P. Agarwal, and S. Srivastava, "A comprehensive analysis and implementation of vector control of permanent magnet synchronous motor," *Int. J. of Power and Energy Conversion*, vol. 5, pp. 1 – 23, 01 2014.
- [14] R. A. Serway and L. D. Kirkpatrick, "Physics for scientists and engineers with modern physics," *The Physics Teacher*, vol. 26, 1988.
- [15] Y. Liu, Q. Zhao, and D. Liang, "Inertia characteristic analysis and inertia estimation of new energy power system," 2022.
- [16] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. C. P. Guisado, M. Ángeles Martín Prats, J. I. León, and N. Moreno-Alfonso, "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," 2006.
- [17] "Swt-6.0-154 (siemens-gamesa)," The Wind Power, Tech. Rep., 2023.
- [18] H. Dharmawardena, K. Uhlen, and S. S. Gjerde, "Modelling wind farm with synthetic inertia for power system dynamic studies," 2016.
- [19] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2010.
- [20] T. M. Inc., "Matlab version: 9.13.0 (r2022b)," Natick, Massachusetts, United States, 2022. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com>
- [21] J. M. Mauricio, A. E. León, A. Gómez-Expósito, and J. A. Solsona, "An electrical approach to mechanical effort reduction in wind energy conversion systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, 2008.

