

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
..... ARBANQUE EN NEGRO DE AEROGENERADORES

.....

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.


Fdo.: Ignacio Sanz Soriano

Fecha: 18 / 07 / 2019

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO


Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 18 / 07 / 2019

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

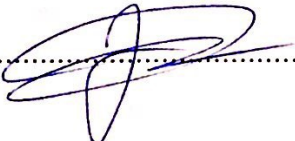
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 11 de julio de 2019.

ACEPTA *José Sant*

Fdo. 

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1°. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. (Ignacio Sanz Soriano) Ignacio Sanz Soriano _____
DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Arranque en negro de aerogeneradores _____
, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2°. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3°. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4°. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

Trabajo Fin de Máster

Arranque en negro de aerogeneradores

Máster en Ingeniería Industrial - ICAI

Alumno: Ignacio Sanz Soriano

Director: Luis Rouco Rodríguez

En Madrid, a 18 de julio de 2019

Resumen

El presente documento expone una metodología de diseño de control para la operación en modo isla de aerogeneradores basados en máquinas síncronas de imanes permanentes *full-converter* y su potencial aplicación y contribución al arranque en negro en sistema eléctricos.

La penetración de cada vez mayor generación renovable de baja o nula inercia junto con la intrínseca naturaleza intermitente de este tipo de generación eléctrica hace necesario dotar a los sistemas eléctricos de mayores recursos de fiabilidad que contribuyan a aprovechar todos los recursos disponibles en el momento de la incidencia con el objeto de contribuir a la restauración del servicio a la mayor brevedad posible.

El procedimiento de arranque en negro es hoy en día proporcionado en gran medida por la generación síncrona de las centrales hidráulicas. Sin embargo, se plantea la posibilidad de incorporar a la generación eólica a este tipo de servicio con el objeto de aprovechar el abundante recurso eólico presente en distintas zonas del norte de Europa de tal forma que se incremente la fiabilidad global del sistema.

La operación de un aerogenerador en modalidad *grid-forming* supone un cambio de concepto en la modalidad de control y operación de un aerogenerador. Será necesario para llevar a cabo dicha operación una serie de controles cuyo objetivo es crear una red eléctrica local que sirva de referencia para el resto de los generadores conectados a esa isla de tensión que puedan conectar progresivamente con el objeto de recuperar el sistema lo antes posible y aumentar la robustez del mismo ante eventuales situaciones desfavorables durante el proceso de arranque en negro.

Una vez que se ha logrado poner en tensión una zona de la red cuyo sistema de referencia es estable, creado mediante uno de los aerogeneradores conectados al sistema, se han de llevar a cabo una serie de procedimientos coordinados entre aerogeneradores y entre el parque eólico en cuestión o conjunto de parques eólicos y la generación convencional con el objeto de incrementar la fiabilidad durante el proceso de arranque, alimentando los servicios auxiliares de aquellas centrales que además de dotar de inercia al sistema, son considerados cargas de elevada criticidad como pueden ser los servicios auxiliares de las centrales nucleares.

El presente documento aborda los controles necesarios para llevar a cabo la operación en modalidad *grid-forming* en los convertidores electrónicos de un aerogenerador basado en máquina síncrona de imanes permanentes. Por un lado, se ha diseñado un control del ángulo de pitch que logre evacuar el recurso eólico disponible en el momento del arranque en negro en que permite satisfacer la demanda de la carga. Por otro lado, se han diseñado los controles necesarios en el convertidor del lado de red que permiten llevar a cabo una operación en modalidad *grid-forming* creando un sistema de referencia síncrono, estableciendo la tensión y la frecuencia de este.

Abstract

This document presents a control design methodology for the operation in island mode of wind turbines based on full-converter synchronous permanent magnet machines and their potential application and contribution to black starting in electrical systems.

The penetration of increasing renewable generation of low or no inertia together with the intrinsic intermittent nature of this type of electricity generation makes it necessary to provide the electrical systems with greater reliability resources that contribute to take advantage of all available resources at the moment of the incidence in order to contribute to the restoration of the service as soon as possible.

The black start procedure is today largely provided by the synchronous generation of hydraulic power plants. However, there is the possibility of incorporating wind generation into this type of service in order to take advantage of the abundant wind energy present in different areas of northern Europe in such a way as to increase the global reliability of the system.

The operation of a wind turbine in grid-forming mode involves a change of concept in the control and operation mode of a wind turbine. It will be necessary to carry out this operation a series of controls whose objective is to create a local electrical network that serves as a reference for the rest of the generators connected to that island of voltage that they can connect progressively in order to recover the system as soon as possible, and increase its robustness in the event of unfavorable situations during the black start process.

Once an energized area of the network whose reference system is stable, created by means of one of the wind turbines connected to the system, a series of coordinated procedures must be carried out between wind turbines and between the wind farm in issue or set of wind farms and conventional generation with the aim of increasing reliability during the start-up process, feeding the auxiliary services of those plants that, in addition to providing the system with inertia, are considered to be highly critical loads, such as services auxiliary of nuclear power plants.

This document addresses the controls necessary to carry out the operation in grid-forming mode in the electronic converters of a wind turbine based on a synchronous machine with permanent magnets. On the one hand, a control of the pitch angle has been designed that manages to evacuate the available wind resource at the time of the black start in which it allows to satisfy the demand of the load. On the other hand, the necessary controls have been designed in the network-side converter that allow carrying out an operation in grid-forming mode creating a synchronous reference system, establishing the voltage and the frequency of this.

*A todos los que disfrutamos los días de verano
en el Pelé y en la calleja de Pilozano*

*“...lo más importante es, siempre,
poder elegir...”*

Índice general

Capítulo 1. Introducción	21
1.1. Tema del proyecto	21
1.2. Arranque en negro	21
1.3. Estabilidad de pequeña perturbación	21
1.4. Objetivo del proyecto	22
1.5. Organización del proyecto	22
Capítulo 2. Arranque en negro o black-start en sistema eléctricos	23
2.1. Apagón generalizado o <i>black-out</i>	23
2.2. Regulación Europea del arranque en negro	24
2.3. Arranque en negro o <i>black-start</i> con generación síncrona convencional	25
2.3.1. Centrales que proveen servicios de arranque en negro	25
2.3.2. Procedimientos de arranque en negro del sistema eléctrico	26
2.3.2.1. Modalidad <i>backbone</i> de restablecimiento del servicio	26
2.3.2.2. Modalidad zonal de restablecimiento del servicio	27
2.3.3. Energización suave y energización secuencial	28
2.4. Arranque en negro de un parque eólico	29
2.4.1. Generación eólica	29
2.4.2. Secuencia de arranque en negro de un parque eólico	30
Capítulo 3. Sistemas dinámicos. Estabilidad de pequeña perturbación.	35
3.1. Modelo no lineal	35
3.2. Modelos lineales, autovalores y autovectores	36
3.2.1. Modelos lineales	36
3.2.2. Autovalores y autovectores	36
3.2.3. Factores de participación	38
Capítulo 4. Aerogenerador basado en máquina síncrona de imanes permanentes: funcionamiento frente a red infinita y frente a carga aislada	39
4.1. <i>Grid-feeding</i> vs. <i>Grid-forming</i>	39
4.2. Control de los convertidores electrónicos	39
4.2.1. <i>Grid-forming</i>	40
4.2.2. <i>Grid-feeding</i>	41

4.2.3. <i>Grid-supporting</i>	42
Capítulo 5. Filtro de conexión de la carga. Control del convertidor del lado de red.	43
5.1. Modelo no lineal	43
5.2. Control del convertidor de red	45
5.2.1. Objetivo del control	45
5.2.2. Control en modalidad <i>grid-forming</i> . Control de tensión y frecuencia	45
5.2.3. Diseño y ajuste del control de tensión por asignación de polos	46
5.2.3.1. Diseño del lazo de control de tensión del condensador del bus de corriente continua	47
5.2.3.2. Diseño del lazo interno de corriente	48
5.2.3.3. Ajuste de los parámetros de control del lazo interno de corriente	50
5.2.3.4. Diseño del lazo externo de tensión	51
5.2.3.5. Ajuste de los parámetros de control del lazo externo de tensión	53
5.2.3.6. Resumen de las ecuaciones del control por asignación de polos	54
5.2.3.7. Análisis del modelo lineal	56
5.2.4. Diseño y ajuste del control de tensión por respuesta en frecuencia	57
5.2.4.1. Diseño y ajuste del lazo interno de corriente con ponderación de la referencia	57
5.2.4.2. Diseño y ajuste del control de tensión del lazo externo	59
5.2.4.3. Análisis del modelo lineal	64
5.2.4.4. Análisis de la respuesta en frecuencia	66
5.2.4.5. Simulación de la respuesta temporal	67
Capítulo 6. Generador síncrono de imanes permanentes. Control del convertidor de lado máquina	70
6.1. Modelo no lineal	70
6.1.1. Modelo de la máquina síncrona de imanes permanentes	70
6.1.2. Control de las corrientes del convertidor del lado de máquina	72
6.1.3. Diseño y ajuste de los reguladores PI del control del convertidor del lado máquina	75
6.2. Modelo del condensador de acoplamiento de los convertidores del lado generador y del lado de red	77
6.2.1. Control del condensador de acoplamiento de los convertidores del lado máquina y del lado de red	77
6.3. Turbina eólica y control del ángulo de <i>pitch</i>	78
6.3.1. Modelo de turbina eólica	78
6.3.2. Control de la turbina eólica	79
6.4. Resumen de las ecuaciones diferenciales y algebraicas	81
6.5. Análisis del modelo lineal	83
6.6. Simulación de la respuesta temporal	84

Capítulo 7. Resultados de la simulación. Modelo completo	88
7.1. Simulación en el tiempo Velocidad del viento superior a la nominal	88
7.1.1. Incremento en la potencia demandada por la carga	88
7.1.2. Reducción en la potencia demandada por la carga	93
7.2. Simulación en el tiempo. Velocidad del viento inferior a la nominal.	98
Capítulo 8. Conclusiones y futuros desarrollos	103
Capítulo 9. Bibliografía	105

Índice de tablas

Tabla 2.1. Requerimientos técnicos del arranque en negro de la modalidad backbone.	27
Tabla 2.2. Requerimientos técnicos del arranque en negro en modalidad zonal.	28
Tabla 5.1. Autovalores asociados al control del convertidor del lado de red con diseño por asignación de polos.	57
Tabla 5.2. Participaciones asociadas al control del convertidor del lado de red con diseño por asignación de polos.	57
Tabla 5.3. Autovalores asociados al control del convertidor del lado de red con diseño por respuesta en frecuencia.	65
Tabla 5.4. Participaciones asociadas al control del convertidor del lado de red con diseño por respuesta en frecuencia.	65

Índice de figuras

Figura 2.1. Evolución de la capacidad eólica instalada On-shore y Off-shore. Fuente: [5]	30
Figura 2.2. Esquema eléctrico para el arranque en negro de un aerogenerador full-converter.	31
Figura 4.1. Esquema eléctrico de un aerogenerador multipolar de imanes permanentes en configuración grid-forming.	40
Figura 4.2. Esquema básico de control del convertidor electrónico de lado de red en modalidad grid-forming.	40
Figura 4.3. Esquema eléctrico de un aerogenerador multipolar de imanes permanentes en configuración grid-feeding.	41
Figura 4.4. Esquema básico de control del convertidor electrónico del lado de red en modalidad grid-feeding.	41
Figura 5.1. Circuito equivalente en ejes dq del filtro de conexión del convertidor de red.	43
Figura 5.2. Lazo de control de tensión del condensador de corriente continua.	47
Figura 5.3. Lazo de control de la componente en eje directo de la corriente de convertidor de red i_{ad} .	49
Figura 5.4. Lazo de control de la componente en eje transversal de la corriente de convertidor de red i_{a^d} .	49
Figura 5.5. Esquema de control del regulador de corriente en eje directo i_a^d con términos de desacoplo.	50
Figura 5.6. Esquema de control del regulador de corriente en eje directo i_a^q con términos de desacoplo.	50
Figura 5.7. Lazo de control de la componente en eje directo de la tensión del condensador.	52
Figura 5.8. Lazo de control de la componente en eje transversal de la tensión del condensador.	52
Figura 5.9. Esquema de control del regulador de tensión en eje directo u_g^d con términos de desacoplo.	53
Figura 5.10. Esquema de control del regulador de tensión en eje transversal u_g^q con términos de desacoplo.	53
Figura 5.11. Lazo de control de corriente de convertidor de red en eje directo i_a^d con ponderación de la referencia.	58
Figura 5.12. Lazo de control de corriente en eje directo con ponderación de la referencia.	59
Figura 5.13. Lazo de control de corriente en eje transversal con ponderación de la referencia.	59
Figura 5.14. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje directo.	61
Figura 5.15. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje transversal.	61
Figura 5.16. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje directo y transversal simplificado.	62
Figura 5.17. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje directo con compensación de la tensión del condensador en el lazo interno de corriente u_g^d .	63
Figura 5.18. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje transversal con compensación de la tensión del condensador en el lazo interno de corriente u_g^q .	63

Figura 5.19. Diagrama de nichols con los límites de estabilidad del sistema y el margen de fase.	66
Figura 5.20. Respuesta temporal ante escalón en la referencia.	66
Figura 5.21. Tensión en eje directo y eje transversal del filtro de conexión de red.	67
Figura 5.22. Corrientes inyectadas por el convertidor de red.	68
Figura 5.23. Corrientes en la carga,	68
Figura 5.24. Potencia inyectada por el convertidor versus potencia demandada por la carga.	69
Figura 6.1. Circuito equivalente en ejes dq de la máquina síncrona multipolar de imanes permanentes.	70
Figura 6.2. Lazo de control de la componente en eje directo de la corriente de estátor i_s^d .	74
Figura 6.3. Lazo de control de la componente en eje transversal de la corriente de estátor i_s^q .	74
Figura 6.4. Esquema de control del regulador de corriente en eje directo i_s^d con términos de desacoplo.	74
Figura 6.5. Esquema de control del regulador de corriente en eje transversal i_s^q con términos de desacoplo.	75
Figura 6.6. Lazo de control de la tensión del condensador de corriente continua v_c^2 .	77
Figura 6.7. Esquema de control genérico del ángulo de pitch.	79
Figura 6.8. Curva de velocidad de la turbina vs. potencia mecánica.	80
Figura 6.9. Autovalores del convertidor del lado de máquina.	83
Figura 6.10. Participaciones del convertidor del lado de máquina.	83
Figura 6.11. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.	84
Figura 6.12. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes	85
Figura 6.13. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	85
Figura 6.14. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes	86
Figura 6.15. Tensión del condensador de continua.	86
Figura 7.1. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.	88
Figura 7.2. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	89
Figura 7.3. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	89
Figura 7.4. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.	90
Figura 7.5. Transitorio de las potencias de estátor y de red.	90
Figura 7.6. Tensión del condensador de continua.	91
Figura 7.7. Corrientes del convertidor de red.	91
Figura 7.8. Tensiones en el filtro de conexión de red.	92
Figura 7.9. Corrientes consumidas por la carga.	92
Figura 7.10. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.	93
Figura 7.11. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	94
Figura 7.12. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	94
Figura 7.13. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.	95
Figura 7.14. Transitorio de las potencias de estátor y de red.	95
Figura 7.15. Tensión del condensador de continua.	96
Figura 7.16. Corrientes del convertidor de red.	96

Figura 7.17. Tensiones en el filtro de conexión de red.	97
Figura 7.18. Corrientes consumidas por la carga.	97
Figura 7.19. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.	98
Figura 7.20. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	99
Figura 7.21. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.	99
Figura 7.22. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.	100
Figura 7.23. Transitorio de las potencias de estátor y de red.	100
Figura 7.24. Tensión del condensador de continua.	101
Figura 7.25. Corrientes del convertidor de red.	101
Figura 7.26. Tensiones en el filtro de conexión de red.	102
Figura 7.27. Corrientes consumidas por la carga.	102

Capítulo 1. Introducción

En este primer capítulo presenta el tema del proyecto, sus objetivos y su estructura.

1.1. Tema del proyecto

El tema del proyecto es la estabilidad de pequeña perturbación de un aerogenerador, basado en un generador síncrono multipolar de imanes permanentes, operando en modo isla (sin respaldo de la red) simulando un arranque en negro o *black-start* tras un apagón generalizado o *black-out*.

1.2. Arranque en negro

El arranque en negro consiste en la restauración del servicio tras un apagón generalizado del sistema eléctrico. EL objetivo del arranque en negro es la restauración a la mayor brevedad posible de la tensión y la frecuencia nominal del sistema a la mayor brevedad posible para ir recuperando las cargas del sistema en base a su criticidad.

1.3. Estabilidad de pequeña perturbación

Por estabilidad del sistema de energía eléctrica se entiende la capacidad que presenta dicho sistema para volver a una situación de equilibrio tras una perturbación en un tiempo determinado. A efectos del objeto de estudio de este trabajo el orden de magnitud de la escala temporal se encuentra en la escala de los segundos.

Dentro de los tres tipos de problemas de estabilidad que se pueden estudiar:

- Estabilidad de ángulo y de tensiones.
- Estabilidad de gran perturbación y de pequeña perturbación.
- Estabilidad de corto plazo y de largo plazo.

La estabilidad de ángulo hace referencia al funcionamiento en sincronismo de los generadores eléctricos y la estabilidad de tensiones está relacionada con los niveles de tensión en los que puede operar un generador eléctrico y ser alimentada una carga en condiciones de seguridad.

Por otro lado, por gran perturbación se entiende todo aquel problema en el que las ecuaciones diferenciales que rigen su comportamiento no pueden ser linealizadas entorno a un punto de trabajo, siendo la estabilidad de pequeña perturbación aquella que cuyas ecuaciones diferenciales sí permiten linealización en un punto de trabajo.

Por último, la estabilidad de corto plazo se puede definir como el estudio de todo sistema de control que atiende a las dinámicas de los generadores que están relacionadas con su control primario, y, por tanto, relacionadas con la tensión, la velocidad o la carga.

El problema de estabilidad de pequeña perturbación comprende un problema de ángulo y de tensiones de corto plazo.

1.4. Objetivo del proyecto

El objetivo del presente proyecto es el modelado en detalle de un aerogenerador basado en un generador síncrono multipolar de imanes permanentes *full-converter*, y el diseño de los controles necesario para permitir su operación en isla (ausencia de red eléctrica) o en modalidad *grid-forming*. Se estudiará la estabilidad de pequeña perturbación linealizado en un punto de trabajo para comprender las dinámicas que dominan el sistema. El modelado se realizará empleando el software MATLAB/Simulink.

1.5. Organización del proyecto

El presente proyecto presenta 8 capítulos. El Capítulo 1 introduce el tema del presente documento.

El Capítulo 2 introduce la evolución de la generación eólica en la Unión Europea, su situación actual y las perspectivas de futuro de cara a la nueva regulación que la Comisión Europea aprobará en los próximos meses. Se estudia el concepto del apagón o *black-out* y del arranque en negro o *black-start*, los procedimientos actuales y los avances en lo concerniente a las fuentes de energía renovable.

EL Capítulo 3 introduce los conceptos de análisis de sistemas dinámicos y la estabilidad de pequeña perturbación.

En el Capítulo 4 introduce los distintos esquemas de control del aerogenerador en base a las distintas modalidades de operación de este.

El Capítulo 5 presenta las ecuaciones del filtro de conexión a la carga aislada y las metodologías de ajuste del control en modalidad *grid-forming*.

El Capítulo 6 detalla el modelo del convertidor del lado de máquina y la metodología de ajuste de los reguladores.

El Capítulo 7 muestra los resultados de la simulación del modelo completo.

El Capítulo 8 expone las conclusiones y futuros desarrollos.

Capítulo 2. Arranque en negro o black-start en sistema eléctricos

En este capítulo se introduce el concepto de apagón generalizado o *black-out* y el concepto de arranque en negro o *black-start* y los procedimientos más extendidos a nivel europeo, así como los desarrollos necesarios para incorporar la generación eólica en el proceso. Por último, se introducen los conceptos de *grid-forming*, *grid-supporting* y *grid-feeding* con el objeto de detallar las modalidades de funcionamiento que puede presentar un parque eólico.

2.1. Apagón generalizado o *black-out*

La alta penetración de generación eólica en el sistema eléctrico, junto con el cierre de las centrales de generación convencional basadas en carbón, supone nuevos retos técnicos para el sistema eléctrico.

Por un lado, la regulación frecuencia-potencia y en la estabilidad transitoria, basada en la inercia del sistema, que en su gran mayoría es proporcionada por la turbina de vapor de las centrales nucleares y de carbón, irá reduciéndose paulatinamente debido al cierre de las centrales de carbón. Ello supondrá una disminución de la estabilidad transitoria, pues aumentará rapidez de variación de la frecuencia ante una perturbación.

Por otro lado, mantener los niveles de confiabilidad, robustez y estabilidad de la red con cada vez mayores niveles de generación renovable intermitente, con los errores de predicción de generación inherentes a estas tecnologías.

Todo ello puede desembocar en disparos en cascada a lo largo de todo el sistema eléctrico. Los parques eólicos, muy sensibles a los huecos de tensión, ante una perturbación como una falta en una subestación de la red de alta tensión disparan sus protecciones. Si en el momento de la pérdida de dichos parques, esa generación eólica tenía una gran cuota dentro del despacho de generación en esa hora concreta, la rápida caída de la frecuencia por debajo del umbral de las protecciones de mínima frecuencia de las centrales de generación convencional puede causar el disparo de estas, ocasionando un proceso de disparo de las centrales de generación en cadena llegando al apagón generalizado o *black-out*.

Es por ello que se hace cada vez más necesaria la implantación de mecanismos de control que doten al sistema de flexibilidad para poder arrancar en negro y restablecer el servicio rápidamente y/o aislar zonas de la red para que funcionen en isla hasta que se solucionen los problemas contando para ello con todos los recursos disponibles, incluyendo la generación renovable.

Consciente de ello, los códigos de red de ENTSO-E facultan a los Operadores del Sistema de los países de la Unión Europea para requerir a los propietarios de las instalaciones, entre las que se encuentran las instalaciones de generación eólica, una propuesta para la provisión del servicio de arranque en negro, si el Operador del Sistema estima la existencia de riesgo por la falta de provisión de este servicio en un área determinada bajo su control. [1]

Otras posibles causas de apagones en negro pueden ser debidas a la interrupción súbita del suministro a través de las interconexiones nacionales como fue el caso de Italia en el año 2003

debido a una falta en una línea de 400 kV en la zona de Suiza que exportaba energía desde Francia a Italia, y que dejó a este último país con un desequilibrio tal que desembocó en un *black-out*.

2.2. Regulación Europea del arranque en negro

La Regulación Europea (Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio [2]) establece los aspectos y requisitos técnico-económicos a considerar por los Gestores de la Red de Transmisión (GRT), en su Capítulo III, Artículo 23, para la elaboración de un Plan de Reposición del Servicio.

1. **Consideraciones técnicas.**
 - a. Capacidad de la generación y de la demanda.
 - b. Necesidades específicas de los usuarios de alta prioridad del sistema.
 - c. Características técnicas de las redes de transmisión y de distribución del sistema.
2. **Disposiciones obligatorias del Plan de Reposición.**
 - a. Condiciones de activación del Plan de Reposición.
 - b. Instrucciones del Plan dictadas por el GRT
 - c. Medidas sujetas a consulta y coordinación en tiempo real con las partes identificadas.
3. **Elementos obligatorios del Plan de Reposición.**
 - a. Listado de medidas que el GRT y el Gestor de la Red de Distribución o GRD han de implementar en sus instalaciones.
 - b. Listado de los Usuarios Significativos de la Red (USR) que deban implementar en sus instalaciones las medidas establecidas por el GRT en su Plan de Reposición.
 - c. Listado de USRs de alta prioridad y sus condiciones de desconexión y reenergización.
 - d. Listado de subestaciones que sean esenciales en el Plan de Reposición.
 - e. Listado de instalaciones de generación en la zona de control del GRT necesarias para la reenergización del sistema, utilizando la modalidad *bottom-up* o de abajo hacia arriba con capacidad de:
 - i. Arranque autónomo
 - ii. Capacidad de resincronización rápida mediante la operación sobre consumos propios).
 - iii. Capacidad de funcionamiento en isla.
 - f. Plazos de implementación de las medidas adoptadas en el Plan de Reposición
4. **Medidas técnicas y organizativas.**
 - a. Procedimiento de energización. Modalidad abajo hacia arriba y modalidad arriba hacia abajo.
 - b. Procedimiento de gestión de la frecuencia.
 - c. Procedimiento de resincronización.
5. **Principios que guiarán el Plan de Reposición.**
 - a. El impacto mínimo en los usuarios del sistema.
 - b. Deberá ser económicamente eficiente.
 - c. Solamente se activarán aquellas medidas que sean necesarias.
 - d. No deberá provocar el estado de emergencia o apagón en los sistemas de transporte interconectados.

Además, el Reglamento Europeo obliga a los Gestores de la Red de Transmisión y Operadores del Sistema a establecer como mínimo una serie de medidas en lo que respecta a los procedimientos de reenergización, gestión de la frecuencia y resincronización, a las que la generación eólica podría contribuir de manera sustancial.

2.3. Arranque en negro o *black-start* con generación síncrona convencional

2.3.1. Centrales que proveen servicios de arranque en negro

En la actualidad en la mayoría de los países, el arranque en negro es llevado a cabo por las centrales de generación que cumplen unos ciertos criterios técnicos y geográficos. Esto es así dado que no todos los generadores pueden arrancar de forma autógena. Las centrales térmicas de ciclo de vapor, por ejemplo, requieren de una potencia equivalente al 10% de su potencia nominal para arrancar servicios auxiliares como las bombas de agua que alimentan la caldera, los sopladores de aire y la preparación del combustible.

Es por ello por lo que entre los tipos de centrales más frecuentes que proporcionan un servicio de arranque en negro se encuentran:

- **Centrales hidroeléctricas.** Para este tipo de centrales el arranque en negro es sencillo. Un motor diésel alimenta los servicios auxiliares de la central y el sistema de excitación de la máquina síncrona. La apertura de las compuertas para liberar agua y obtener energía en el eje de la turbina requiere de poca energía.
- **Pequeños generadores diésel.**
- **Centrales de gas.** Al igual que las centrales hidráulicas, se apoyan en pequeños generadores diésel para alimentar los servicios auxiliares. La capacidad de dar potencia depende del tiempo que hayan estado parados tras el *black-out*.

La localización geográfica de las centrales de generación que proveen el servicio de arranque en negro también es crítica, ya que cobra vital importancia que exista un camino eléctrico sencillo y lo más corto posible, conocido como ‘*cranking path*’, para llevar la mayor cantidad de potencia posible desde la central que ha arrancado en negro hasta lo que se definen como cargas críticas, como puede ser la alimentación de los servicios auxiliares de una central nuclear.

En España, por ejemplo, en el informe elaborado por el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, *Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico. Instalaciones Hidroeléctricas Estratégicas* [3], se destaca la importancia de la generación hidráulica para:

“la energización de los ejes estratégicos de transporte de energía para alimentar los servicios auxiliares de unidades térmicas de generación para proceder a su arranque, asegurar el proceso de parada segura de las centrales nucleares, alimentar ciertas cargas prioritarias y recuperar la interconexión con el sistema síncrono europeo. La aportación de estas centrales en el proceso es indispensable dado que constituyen los primeros núcleos de energización del sistema en caso de incidente nacional o zonal grave.”

2.3.2. Procedimientos de arranque en negro del sistema eléctrico

Como se ha mencionado al inicio del capítulo, el Reglamento (UE) 2017/2196 establece en su Sección II, sobre el procedimiento de reenergización, que el GRT establezca dos estrategias de reenergización:

- Reenergización de arriba hacia abajo o *top-down*.
- Reenergización de abajo hacia arriba o *bottom-up*. A su vez, esta estrategia deberá detallar las medidas para:
 - Gestión de desvíos de tensión y frecuencia debidos a la reenergización.
 - Supervisión y gestión del funcionamiento en isla.
 - Resincronización de las zonas operando en modo isla.

Estas son las dos modalidades de arranque en negro más extendidas que existen. A su vez, dentro del *bottom-up* existen dos modalidades más de arranque: la modalidad zonal y la modalidad *backbone*¹ así como dos modalidades de energización de la red: secuencial o suave. Se detallan a continuación las particularidades técnicas de cada una de dichas modalidades.

2.3.2.1. Modalidad *backbone* de restablecimiento del servicio

La modalidad *backbone* consiste en la energización de los *cranking paths* de la red de transmisión, esto es, los caminos eléctricos óptimos a las definidas como cargas críticas y los servicios auxiliares de centrales de vapor que no pueden arrancar por sí solas. Una vez arrancadas el resto de las centrales, se va energizando lo que resta de red transmisión de alta tensión y subsiguientes niveles del resto de redes de distribución.

La secuencia de pasos a seguir por el Operador del Sistema en la modalidad *backbone* es:

1. El primer paso es arrancar las centrales que puedan dar el servicio de arranque en negro cuyo servicio haya contratado el Operador del Sistema.
2. El segundo paso consiste en la energización de los previamente definidos como *cranking paths*. Se van energizando secuencialmente las zonas necesarias para construir el camino eléctrico necesario.
3. Conexión de la carga mínima necesaria para la operación estable de las centrales que van arrancándose.
4. Conexión de grandes cargas para poder conectar las centrales de mayor tamaño de forma estable.

Los requerimientos técnicos a tener en cuenta por el operador del sistema son los siguientes:

Concepto	Requerimiento Técnico
Absorción de Reactiva	Elevada, dado que puede que se tengan que energizar largas líneas de elevado nivel de tensión para llegar a las cargas críticas.
Centrales de arranque en negro	Una como mínimo y una adicional de <i>back-up</i> por si la primera falla.

¹ Puede traducirse como espina dorsal. Hace referencia a la energización de lo que podría entenderse como la columna vertebral del sistema eléctrico en cuestión.

Potencia	Han de ser capaces de arrancar las cargas críticas y los servicios auxiliares cargas críticas y servicios auxiliares de otras centrales.
Tiempo de restablecimiento	Corto, ya que lo primero en energizarse son los <i>cranking paths</i> de la red de transmisión
Nivel de tensión nominal de la central que arranca en negro	Ha de ser capaz de operar en niveles de tensión por debajo del nominal para controlar la reactiva. Las largas líneas de transmisión han de ser capaces de soportar elevados niveles de tensión al trabajar temporalmente en vacío.
Resincronización de zonas	No aplica

Tabla 2.1. Requerimientos técnicos del arranque en negro de la modalidad backbone.

Entre las ventajas de esta modalidad se encuentra la ausencia de resincronización de zonas ya que todo el sistema se arranca de cero, lo que además que garantiza que la inercia del sistema sea siempre creciente facilitando la regulación frecuencia potencia y la estabilidad conforme se incorporan centrales.

Esto último, sin embargo, es también a su vez una desventaja en términos de confiabilidad del sistema. Si en las primeras etapas de arranque se pierde una central que estaba arrancada, el sistema carece de la inercia suficiente como para hacer frente a la perturbación pudiendo desembocar en un segundo *black-out*.

Existe también una fuerte dependencia de los *cranking paths*, que en caso de no encontrarse operativos porque el incidente que ha causado el *black-out* ha ocurrido precisamente en uno de ellos, supondrá el retraso en el arranque del sistema en su conjunto por un posible nuevo *black-out* durante el *black-start*. Por último, la energización de grandes líneas de alta tensión de longitud considerable puede ocasionar problemas de tensión al final de las líneas por lo que las centrales han de ser capaces de absorber grandes cantidades de reactiva durante el arranque al mismo tiempo que las líneas han de poder soportar esos niveles de tensión.

2.3.2.2. Modalidad zonal de restablecimiento del servicio

La modalidad zonal consiste en la energización zona a zona (simultáneamente o de forma secuencial) de zonas preestablecidas por el operador del sistema, en coordinación con los operadores del sistema de distribución, en cada de una de las cuales ha de haber una central que pueda llevar a cabo el *black-start*.

La secuencia de pasos a seguir por el Operador del Sistema en la modalidad zonal es:

1. El primer paso en esta modalidad es la definición de zona de arranque en negro o islas de restablecimiento del servicio en las que, como mínimo, ha de haber un generador que sea capaz de arrancar en negro en cada una de ellas.
2. Una vez arrancadas las centrales, se energizan las cargas definidas como críticas, así como las centrales que necesitan de apoyo externo (como pueden ser los ciclos de vapor) en cada una de las zonas. Una vez arrancadas las centrales de vapor, se

- conecta la cantidad mínima de carga que permite la operación estable de todas las centrales dentro de la misma zona.
3. El tercer paso consiste en la energización completa de cada una de las zonas, conectando las centrales que queden, así como las cargas necesarias para lograr una operación cada vez más estable a nivel zonal.
 4. El cuarto y último paso consiste en la interconexión y resincronización de todas las zonas, así como de las líneas de larga distancia si fuesen necesarias si existe suficiente capacidad de absorción de reactiva, bien utilizando la generación síncrona o las impedancias *shunt*. En esta modalidad no es tan crítica la conexión de dichas líneas.

Los requerimientos técnicos a tener en cuenta por el operador del sistema son los siguientes:

Concepto	Requerimiento Técnico
Absorción de Reactiva	Moderada capacidad de absorción ya que al restablecerse el servicio a nivel zonal no será necesario energizar muchas líneas de gran longitud en vacío
Centrales de arranque en negro	Mínimo una por zona
Potencia	Han de ser capaces de arrancar las cargas críticas y los servicios auxiliares de al menos una central más de su zona.
Tiempo de restablecimiento	Depende de las constantes de tiempo de las centrales térmicas de cada zona
Nivel de tensión nominal de la central que arranca en negro	Ha de ser capaz de operar en niveles de tensión por debajo del nominal para controlar la reactiva.
Resincronización de zonas	Equipamiento necesario para la resincronización de zonas con los consiguientes equipos humanos

Tabla 2.2. Requerimientos técnicos del arranque en negro en modalidad zonal.

Entre las ventajas de esta modalidad se encuentra el restablecimiento compartimentado del servicio, lo que aísla unas zonas de otras en caso de que en alguna de las zonas existan problemas con el arranque. Además, las zonas se pueden apoyar entre ellas si fuese necesario para solucionar dichos problemas de arranque por si fallase alguna central o la propia central que arranca en negro se encuentre en ese momento fuera de servicio.

2.3.3. Energización suave y energización secuencial

La energización suave consiste en la sincronización de varias líneas y subestaciones en negro, es decir, sin tensión con el objetivo de evitar corrientes de arranque (*inrush currents*) de los transformadores si dicha sincronización se hiciese en tensión, a diferencia de la modalidad *backbone*. A continuación, el generador que arranca en negro, lo hace mediante una rampa de tensión hasta la tensión nominal.

La energización secuencial consiste en la puesta en tensión subestación a subestación con una particularidad. Cada subestación que se energiza ha de tener todas sus posiciones de entrada y salida abiertas (salvo la de alimentación del generador que arranca en negro) para evitar posibles faltas durante la energización y la pérdida del generador. La desventaja de este método frente al anterior son precisamente las corrientes de arranque de los transformadores, lo que requerirá que las protecciones de estos estén ajustadas correctamente.

2.4. Arranque en negro de un parque eólico

La creciente penetración de la generación eólica en la producción de energía eléctrica de los diferentes mercados europeos y las mejoras en los controles de los aerogeneradores hacen posibles que cada vez más parques sean capaces de proporcionar otro tipo de servicios auxiliares (*ancillary services* por su nombre en inglés) además de la generación convencional, entre los cuales se encuentra el apoyo al restablecimiento el servicio.

El arranque autógeno de un parque eólico consta de una serie de hitos secuenciales que han de cumplirse para poder operar el parque en modo isla a la espera de una resincronización de las diferentes zonas de la red en caso de restablecimiento del servicio en modalidad *bottom-up*.

2.4.1. Generación eólica

Se presenta a continuación una breve introducción sobre la evolución de la generación eólica, su estado actual y las perspectivas de futuro de esta tecnología en la Unión Europea en el contexto del *Winter Package – Clean Energy for All Europeans* para el período 2020 – 2030.

En términos de energía generada, la energía eólica ha ido abriéndose camino en el mix energético europeo llegando a representar el 14% del consumo a nivel europeo en 2018, alcanzando los 362 TWh, con un factor de carga medio del 24% (el 22% para los parques *On-shore* y el 37% para los parques *Off-shore*), siendo los países con mayor penetración de la energía eólica en el mix: Dinamarca (41%), Irlanda (28%), Portugal (24%), Alemania (21%) y España (19%). [4]

En los últimos diez años la capacidad eólica instalada ha experimentado un gran crecimiento tanto en modalidad *On-shore* como *Off-shore*, pasando de 66 GW de potencia instalada a inicios de 2009 hasta los 189 GW instalados a cierre de 2018, repartidos como se ilustra en la

Capacidad Eólica Instalada por País (Europa)

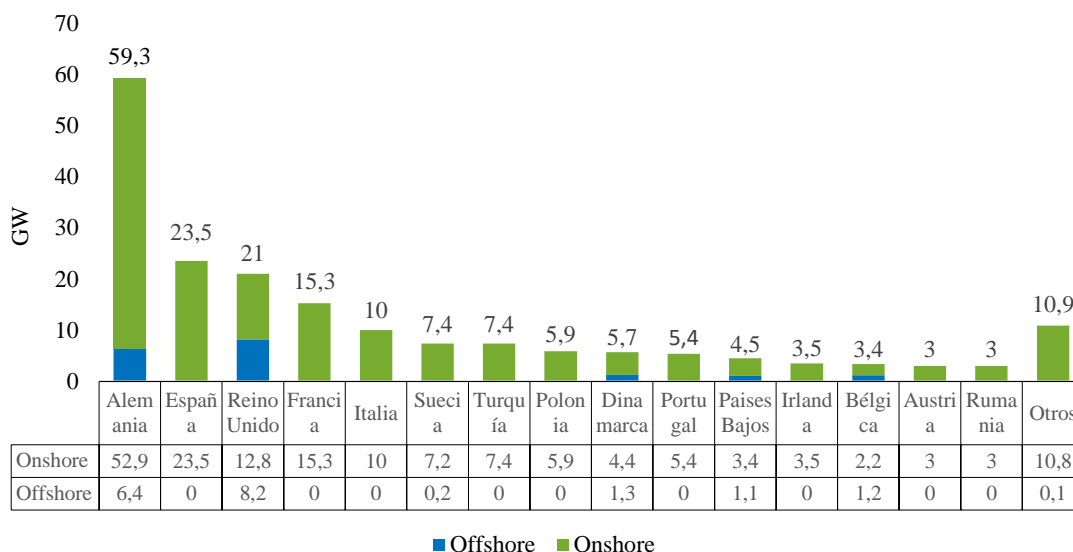


Figura 2.1. Evolución de la capacidad eólica instalada On-shore y Off-shore. Fuente: [5]

Existen por tanto diversas zonas a lo largo de todo el continente europeo con abundante recurso eólico como pueden ser la zona del Mar del Báltico que engloba Dinamarca, los países bálticos, el norte de Alemania, la zona del Mar del Norte y la península ibérica.

En la actualidad, la Unión Europea está en proceso de aprobación del *Clean Energy Package for All Europeans*, por el que se establece el objetivo de lograr que el 27% de la energía final consumida sea de origen renovable frente al 20% establecido para 2020. Entre las medidas a destacar en relación con la generación de electricidad con fuentes renovables se encuentran:

- Implementar mecanismos de apoyo a las tecnologías de generación renovables mediante subastas tecnológicamente neutrales abiertas a todos los potenciales competidores
- La inversión en energías renovables se ha de basar en los mecanismos de mercado
- Participación en igualdad de condiciones de todos los tipos de generación en los mercados de ajuste.
- Mejora del diseño de dichos mercados de ajuste para facilitar la participación de la generación intermitente al mismo tiempo que se provee al sistema de la flexibilidad necesaria para manejar la variabilidad de las fuentes renovables.

El escenario de referencia de la Comisión Europea estima una penetración de la energía eólica del 18% del consumo total europeo, con una capacidad instalada total para 2030 de 255 GW. [6]

2.4.2. Secuencia de arranque en negro de un parque eólico

La secuencia de arranque en negro de un parque eólico consta de varias etapas en cada una de las cuáles se busca alcanzar un estado objetivo de operación para completar de forma exitosa el arranque en negro.

En primer lugar, se procede al arranque de una turbina del parque eólico que tenga asignada una unidad de respaldo o *back-up* (una batería o un pequeño generador diésel) con la que energizar

los servicios auxiliares necesarios para operar la turbina sin necesidad de red. Entre los servicios auxiliares necesarios se encuentran:

- La energización de los convertidores de lado de red y de lado de rotor.
- Sistemas de medición de viento para calcular velocidad y dirección.
- Sistema de control del ángulo de guiñada de la góndola para orientarla al viento.
- Sistema de control del ángulo de *pitch* para determinar el punto de operación de la turbina eólica.

El siguiente paso es el arranque del bus de corriente continua que une los convertidores del lado de red y del lado máquina para poder operar el convertidor de red en modalidad *grid-forming*. A partir de este momento la turbina empieza a producir energía, siendo el objetivo inmediato de la misma producir entre un 1 y un 5% de su capacidad nominal para poder alimentar cargas auxiliares adicionales como pueden ser bombas hidráulicas o sistemas de calentamiento [8]. Controlando el convertidor de lado de red en modalidad de *grid-forming*, se consigue energizar el transformador de la turbina eólica (y todos los equipos auxiliares del mismo) atendiendo a las posibles corrientes de arranque (*in-rush currents*) que puedan darse. El control del ángulo de *pitch* garantiza que la turbina no se embale por no haber suficiente carga eléctrica conectada.

Una vez alcanzado este segundo estado objetivo, ya es posible energizar y alimentar con una o varias turbinas del parque eólico que hayan llevado a cabo el arranque en negro, el resto de los generadores eólicos del parque. Estos últimos comienzan a funcionar en una modalidad de *grid-following* o *grid-supporting* en contraposición a la modalidad de *grid-forming* de los primeros, apoyando la red para lograr una operación estable en modo isla.

El cuarto estado objetivo, una vez alcanzado el estado anterior, es alcanzar una operación en modo isla lo suficientemente robusta como para poder hacer frente a la conexión paulatina de cargas, en términos de estabilidad de tensión y frecuencia dentro de la isla de tensión creada y los posibles transitorios asociados [9]. En el Capítulo VI se proponen distintos métodos para el diseño del control que permite una operación estable en términos de frecuencia y tensión nominal del aerogenerador operando en modo isla en modalidad *grid-forming*.

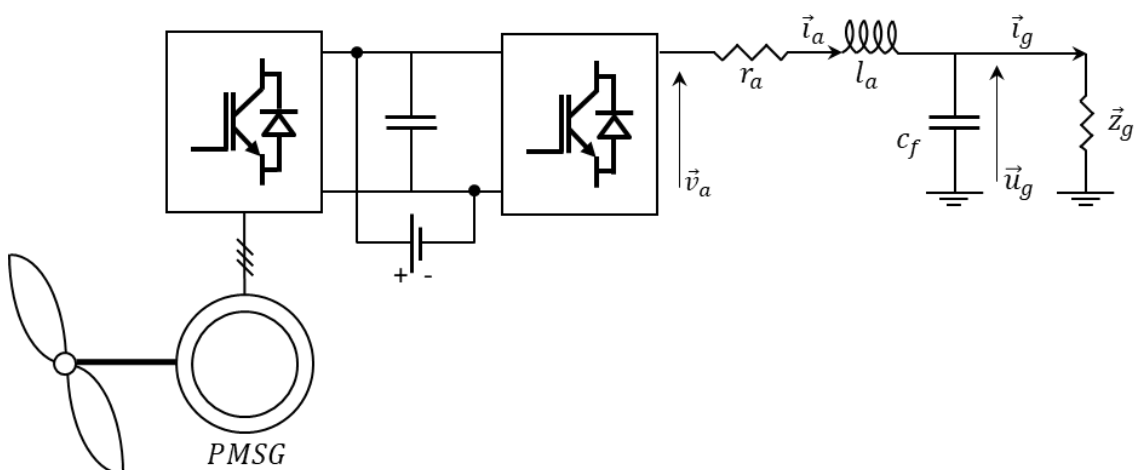


Figura 2.2. Esquema eléctrico para el arranque en negro de un aerogenerador full-converter.

De cara a comprender las potencialidades de la incorporación de la energía eólica al proceso de restablecimiento del servicio, se enumeran a continuación los criterios a considerar por el

Operador del Sistema, según se establecen en [2], en los que respecta al procedimientos de reenergización y las posibilidades que ofrece la incorporación de recurso eólico:

1. **Disponibilidad de fuentes de energía en su zona de control.** En este punto, el Operador del Sistema habrá de considerar principalmente el recurso hídrico disponible en ese momento, ya que las centrales hidráulicas son las más comunes a la hora de proporcionar el servicio de arranque autónomo como se mencionaba en 2.3.1. Como se establece en [1], el Operador del Sistema podrá considerar también el recurso eólico presente en el Sistema Eléctrico en el momento de *black-out*, con el objeto de incorporar la generación eólica que fuese capaz de contribuir con sus capacidades de arranque en negro y operación en isla al restablecimiento del servicio. Es por ello por lo que el presente trabajo trata de proponer un esquema de control de los aerogeneradores que permita al Operador del Sistema llevar a cabo la incorporación de la generación eólica en la fase de restablecimiento del servicio.
2. **Duración prevista y riesgos de las estrategias a considerar.** En función del análisis de las causas del *black-out* y de las fuentes de generación disponibles, el Operador del Sistema elegirá una de las dos posibilidades de energización expuestas anteriormente evaluando los riesgos existentes. En este punto, la abundante presencia eólica en el sistema en el momento del *black-out* y su rápido proceso de arranque puede condicionar las decisiones del Operador del Sistema a favor de una modalidad u otra.
3. **Condiciones de los sistemas eléctricos y sus interconexiones.** El Operador del Sistema evaluará las condiciones de las interconexiones del sistema eléctrico con el objetivo de utilizarlos como apoyo para el restablecimiento del servicio.
4. **Necesidades específicas de Usuarios Significativos de la red.** Se ha de dar prioridad por parte del Operador del Sistema a alimentar cargas críticas como pueden ser los servicios auxiliares de las centrales nucleares. Una vez más, la proximidad entre parques eólicos con abundante recurso en el momento del *black-out* y cargas críticas como los servicios auxiliares de centrales nucleares podrían suponer una ventaja a ojos del Operador del Sistema para utilizar la capacidad de arranque autógeno del parque en cuestión
5. **Combinación de estrategias.** Por último, si en alguna zona del sistema eléctrico hubiese abundante recurso eólico en el momento del *black-out*, podría llevarse a cabo una estrategia *bottom-up* en esa zona mientras que se combina con una modalidad *top-down* en otras, para una posterior sincronización, alcanzando a una reducción de las horas de energía no servida respecto a una alternativa peor, como puede ser un enfoque puramente *top-down* en determinadas circunstancias.

En lo tocante al procedimiento de gestión de la frecuencia, el Reglamento Europeo establece que el procedimiento habrá de incluir como mínimo:

1. **Lista de actuaciones relativas al establecimiento del control frecuencia-potencia.** En este punto, varios parques coordinados en modalidad *grid-forming* más *grid-supporting* en momentos abundante recurso eólico podrían dotar a la isla de tensión de estabilidad suficiente hasta la resincronización.
2. **Nombramiento de los coordinadores de frecuencia.**
3. **Establecimiento de una frecuencia objetivo en caso de reenergización *bottom-up*.** En este punto de nuevo, los convertidores electrónicos del lado de red de los aerogeneradores pueden controlarse de tal forma que es relativamente sencillo alcanzar dicho objetivo.
4. **Gestión de frecuencia tras desvíos o división de una zona síncrona.** La operación en isla puede proporcionar flexibilidad al Operador del Sistema para desacoplar dos zonas en caso de necesidad y operarlas en isla hasta solucionar el problema para evitar

que el problema haga caer la zona completa en caso de que se mantuviesen en sincronismo.

5. **Determinación de carga y generación a conectar.** Con el objetivo de evitar grandes desvíos de frecuencia, el Operador del Sistema habrá de tener en cuenta que cargas va conectando de forma paulatina durante el arranque para evitar grandes desvíos de frecuencia.

Capítulo 3. Sistemas dinámicos. Estabilidad de pequeña perturbación.

Este capítulo introduce el problema de estabilidad de pequeña perturbación. La sección 1 presenta los conceptos fundamentales para el análisis de modelos lineales de sistemas dinámicos a través del estudio de los autovalores y autovectores de la matriz de estados.

3.1. Modelo no lineal

La solución de sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales se obtiene por simulación en el dominio del tiempo. La simulación en el dominio del tiempo consiste en la integración numérica de las ecuaciones diferenciales lineales que describen el comportamiento dinámico del sistema. un algoritmo de integración numérica de las ecuaciones diferenciales obtiene en el caso más sencillo el valor de las variables de estado en el paso $k+1$ a partir del valor de esas variables en el paso anterior k :

$$\vec{x} = \Gamma_{k+1}(\vec{x}) \quad (3.1)$$

donde Γ es una función que depende del método de integración escogido considerado. El método de Euler predictor-corrector obtiene \mathbf{x}_{k+1} en dos pasos:

$$\hat{\mathbf{x}}_{k+1} = \vec{\mathbf{x}}_k + \vec{\mathbf{x}}_k' \Delta t = \vec{\mathbf{x}}_k + F(\vec{\mathbf{x}}_k) \Delta t \quad (3.2)$$

$$\vec{\mathbf{x}}_{k+1} = \vec{\mathbf{x}}_k + [\vec{\mathbf{x}}_k' + \vec{\mathbf{x}}_{k+1}'] \frac{\Delta t}{2} = \vec{\mathbf{x}}_k + [F(\vec{\mathbf{x}}_k) + F(\vec{\mathbf{x}}_{k+1})] \frac{\Delta t}{2} \quad (3.3)$$

Con el método de Runge-Kutta de orden 4-5 se obtiene \mathbf{x}_{k+1} según:

$$\vec{\mathbf{x}}_{k+1} = \vec{\mathbf{x}}_k + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.4)$$

$$k_1 = F(\vec{\mathbf{x}}_k) \quad (3.5)$$

$$k_2 = F\left(\vec{\mathbf{x}}_k + \frac{k_1}{2}\right) \quad (3.6)$$

$$k_3 = F\left(\vec{\mathbf{x}}_k + \frac{k_2}{2}\right) \quad (3.7)$$

$$k_4 = F(\vec{\mathbf{x}}_k + k_3) \quad (3.8)$$

3.2. Modelos lineales, autovalores y autovectores

En esta primera sección del capítulo se introducen los conceptos de sistema dinámico linealizado, autovalor y autovector con el objeto de su aplicación al estudio de sistemas dinámicos lineales.

3.2.1. Modelos lineales

Considérese un sistema dinámico que se rige por un conjunto de ecuaciones no lineales escritas de forma explícita (dependiendo las derivadas de las variables de estado únicamente del estado de dichas variables) de tal forma que:

$$\dot{\vec{x}} = F(\vec{x}) \quad (3.9)$$

$$\dot{\vec{x}} \in \Re^{nx1} \quad (3.10)$$

Linealizando el sistema de ecuaciones descrito anteriormente alrededor de un punto de trabajo, $\vec{x} = \vec{x}_0$, resulta:

$$\Delta \dot{\vec{x}} = \left. \frac{\partial F(\vec{x})}{\partial x_i} \right|_{\vec{x}=\vec{x}_0} \Delta \vec{x} = \mathbf{A} \Delta \vec{x} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{A} \in \Re^{n \times n} \quad (3.12)$$

$$\Delta \vec{x} = \vec{x} - \vec{x}_0 \quad (3.13)$$

La solución del sistema de ecuaciones no lineales describe la respuesta de un sistema dinámico linealizado con condiciones iniciales distintas de 0. Esta solución depende de la exponencial de la matriz de estado \mathbf{A} según la relación:

$$\Delta \vec{x} = e^{\mathbf{A}t} \Delta \vec{x}(0) \quad (3.14)$$

Y escribiendo la exponencial de la matriz de estado en forma de desarrollo en serie de Taylor entorno al punto de operación, se llega a:

$$e^{\mathbf{A}t} = \mathbf{I} + \frac{\mathbf{A}}{1!} t + \frac{\mathbf{A}^2}{2!} t^2 + \dots \quad (3.15)$$

Dado que este método adolece de robustez numérica, se opta por otra herramienta de análisis basada en los autovalores y autovectores de la matriz de estados.

3.2.2. Autovalores y autovectores

La alternativa de estudio propuesta está basada en el análisis de los autovalores y autovectores de la matriz de estados \mathbf{A} . Sea λ_i un autovalor asociado a la matriz de estado del

sistema dinámico linealizado entorno a un punto de trabajo, $\vec{x} = \vec{x}_0$, y los autovectores derecho \mathbf{v}_i e izquierdo \mathbf{w}_i , definidos como:

$$\mathbf{A}\mathbf{v}_i = \mathbf{v}_i\lambda_i \quad (3.16)$$

$$\mathbf{w}_i^T \mathbf{A} = \lambda_i \mathbf{w}_i^T \quad (3.17)$$

El estudio de las ecuaciones (3.16) y (3.17) indica que los autovectores derecho e izquierdo no están determinados de forma única dado que resultan de la solución de un sistema de ecuaciones lineales con n ecuaciones y $n+1$ incógnitas. Una forma de eliminar el grado de libertad es introducir la normalización, de tal forma que:

$$\mathbf{w}_i^T \mathbf{v}_i = 1 \quad (3.18)$$

De esta forma, para los n autovalores distintos, las ecuaciones (3.16), (3.17) y (3.18) se pueden escribir de forma condensada para los n autovalores en forma matricial:

$$\mathbf{A}\mathbf{V} = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda} \quad (3.19)$$

$$\mathbf{W}\mathbf{A} = \mathbf{\Lambda}\mathbf{W} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{W}\mathbf{V} = \mathbf{I} \quad (3.21)$$

Siendo $\mathbf{\Lambda}$, \mathbf{V} y \mathbf{W} las matrices de autovalores y autovectores derechos e izquierdos respectivamente:

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \lambda_i \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1 \quad \cdots \quad \mathbf{v}_i] \quad (3.23)$$

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} \mathbf{w}_1^T \\ \vdots \\ \mathbf{w}_i^T \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Volviendo sobre la ecuación (3.15), y expresando la matriz de estados \mathbf{A} en términos de los autovalores y autovectores derechos e izquierdos, resulta:

$$e^{\mathbf{A}t} = \mathbf{V}\mathbf{W} + \frac{\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{W}}{1!}t + \frac{\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^2\mathbf{W}}{2!}t^2 + \cdots = \mathbf{V}\left(\mathbf{I} + \frac{\mathbf{\Lambda}}{1!}t + \frac{\mathbf{\Lambda}^2}{2!}t^2 + \cdots\right)\mathbf{W} = \mathbf{V}e^{\mathbf{\Lambda}t}\mathbf{W} \quad (3.25)$$

En virtud de la ecuación (3.25), la solución del sistema de ecuaciones diferenciales lineales puede escribirse en términos de los autovalores y de los autovectores derechos e izquierdos de la matriz \mathbf{A} como:

$$\Delta \vec{x} = \mathbf{V} e^{\mathbf{A}t} \mathbf{W} \Delta \vec{x}(0) = \sum_{i=1}^n \mathbf{v}_i e^{\lambda_i t} [\mathbf{w}_i^T \Delta \vec{x}(0)] \quad (3.26)$$

A la luz de la expresión dada por la ecuación (3.26), se puede concluir que:

1. La estabilidad del sistema dinámico viene dada por los autovalores asociados a la matriz de estados **A**. En concreto, la estabilidad del sistema dependerá del signo de la parte real de los autovalores de asociados a la matriz de estados, pudiéndose dar tres posibilidades:
 - a. Parte real negativa. El sistema es estable ya que la parte exponencial garantiza que el sistema amortigua las perturbaciones en régimen permanente.
 - b. Parte real nula. El sistema es oscilante puro en régimen permanente.
 - c. Parte real positiva. El sistema es inestable ya que la parte exponencial tiende a amplificar la perturbación en régimen permanente.
2. La actividad relativa de cada variable en el modo *i*-ésimo viene dada por las componentes del autovector derecho, \mathbf{v}_i , asociado al modo *i*-ésimo.
3. La influencia relativa de las condiciones iniciales en el modo *i*-ésimo viene dada por las componentes del autovector izquierdo, \mathbf{w}_i , asociadas al modo *i*-ésimo.

3.2.3. Factores de participación

El factor de participación de la variable *j*-ésima en el modo *i*-ésimo viene definido como el producto de las componentes *j*-ésimas del autovector derecho v_{ji} e izquierdo w_{ji} en el modo *i*-ésimo:

$$p_{ji} = w_{ji} v_{ji} \quad (3.27)$$

El factor de participación asociado a una variable en un modo es una magnitud adimensional completamente independiente de las unidades de cada una de las variables de estado. Se ha de destacar también, que, como resultado de la normalización adoptada, la suma de todos los factores de participación de todas las variables en el modo *i*-ésimo así como la suma de los factores de participación de todos los modos en una variable tiene valor la unidad:

$$\sum_{j=1}^n p_{ji} \quad \forall i = \sum_{i=1}^n p_{ji} \quad \forall j = 1 \quad (3.28)$$

Esta herramienta es de especial utilidad ya que muchos sistemas dinámicos, resultan de la interconexión de subsistema dinámicos que interactúan entre sí como es el caso de los generadores eléctricos con sistemas dinámicos electromagnéticos y mecánicos acoplados.

Capítulo 4. Aerogenerador basado en máquina síncrona de imanes permanentes: funcionamiento frente a red infinita y frente a carga aislada

El siguiente capítulo detalla los esquemas de control y funcionamiento de un aerogenerador de imanes permanentes funcionando frente a red infinita o frente a carga aislada.

4.1. *Grid-feeding* vs. *Grid-forming*

En modalidad *grid-feeding* el concepto de control del aerogenerador se basa en evacuar la máxima potencia posible extraída del viento. Para ello, un aumento en el par mecánico del viento se traduce en un desajuste en la energía almacenada en el bus de continua y una elevación de la tensión en el condensador de acoplamiento. El condensador de corriente continua evacua ese exceso de energía o bien compensa la falta de energía para restablecer el equilibrio, modificando la referencia de la corriente del convertidor de red en eje directo, responsable de evacuar la potencia activa. Por otro lado, el control de velocidad ajusta el par electromagnético cambiando la referencia de la corriente en eje transversal del convertidor del lado máquina para mantener la velocidad de giro del aerogenerador constante en su punto óptimo.

En modalidad *grid-forming* el concepto es el inverso. En esta modalidad la carga demanda mayor o menor energía de tal forma que cualquier incremento o reducción en la demanda de la carga modifica la consigna de corriente en eje directo del convertidor del lado de red. Dicho cambio provoca un desajuste en el balance de energía del condensador de corriente continua y una elevación o disminución de la tensión del condensador según haya disminuido o aumentado la potencia demandada por la carga. El condensador de corriente continua evacua dicho exceso de energía o demanda mayor energía modificando la consigna de corriente en eje transversal del convertidor del lado máquina para modificar así el par electromagnético para aumentar o disminuir la potencia extraída del viento. Es el control del ángulo de pitch el encargado de modificar el par mecánico que la turbina extrae del viento, de tal forma que la velocidad sea constante, lo que implica alcanzar el equilibrio generación demanda. El control del pitch actuará dentro de los límites de operación de la turbina.

4.2. Control de los convertidores electrónicos

Antes de introducir la secuencia necesaria para el arranque en negro de un parque eólico, es necesario introducir tres conceptos que hacen referencia a las posibles modalidades de operación del convertidor electrónico del lado de red del aerogenerador y, por tanto, a la modalidad de operación del aerogenerador en su conjunto. Estos tres modos de funcionamiento son: *grid-forming*, *grid-supporting* y *grid-feeding* [7].

4.2.1. Grid-forming

El concepto de *grid-forming* hace referencia a una estrategia de control del convertidor de tal forma que este se comporte como una fuente de tensión con una pequeña impedancia de salida, creando la tensión y la frecuencia de referencia de un sistema operando en isla.

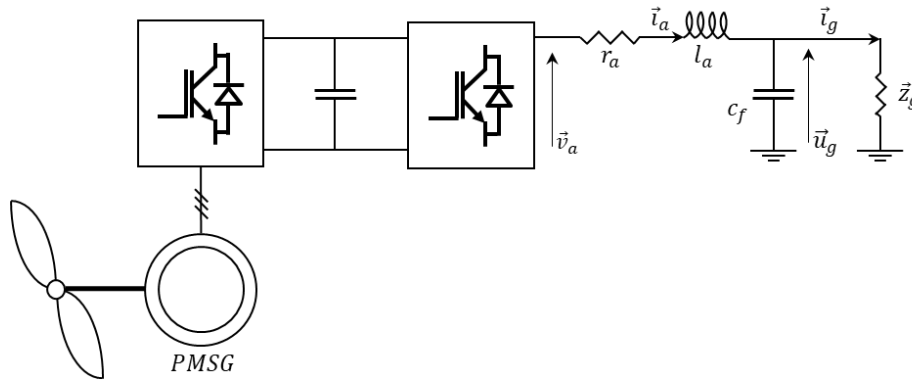


Figura 4.1. Esquema eléctrico de un aerogenerador multipolar de imanes permanentes en configuración grid-forming.

Como se puede observar en la Figura 4.1, las consignas del control del convertidor de red son la tensión de referencia en eje directo u_g^d y la tensión de referencia en eje transverso u_g^q en bornes de la carga aislada.

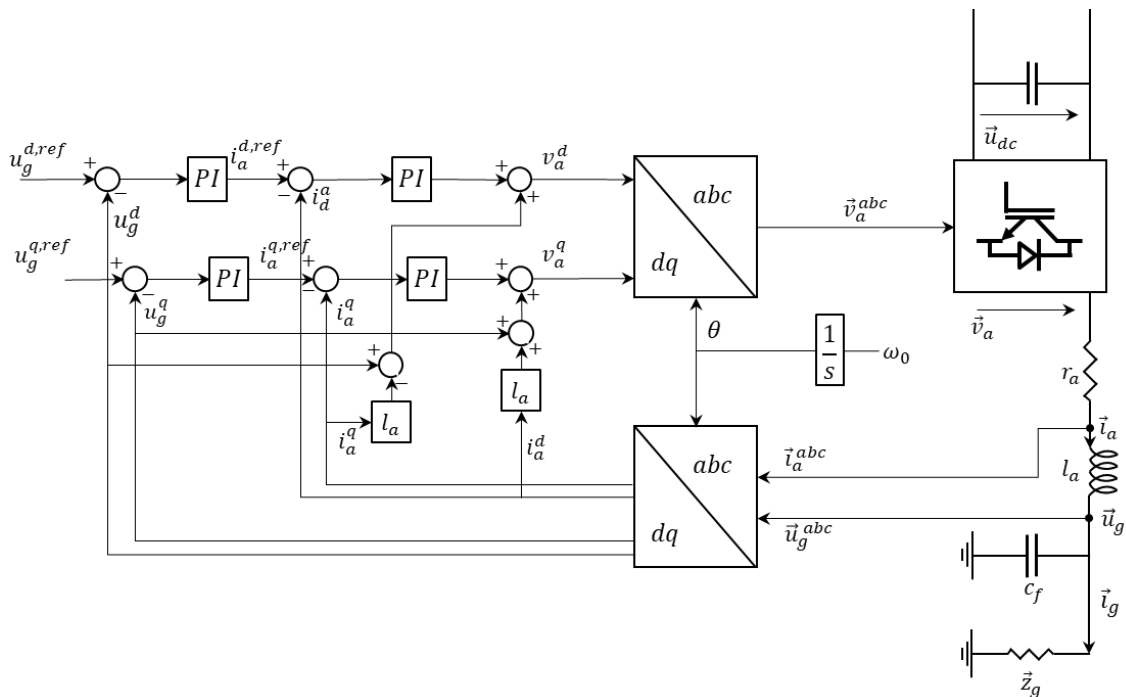


Figura 4.2. Esquema básico de control del convertidor electrónico de lado de red en modalidad grid-forming.

4.2.2. Grid-feeding

El concepto de *grid-feeding* hace referencia a la estrategia de control del convertidor orientada a la inyección de potencia activa y reactiva en la red, en la que el convertidor de red se comporta como una fuente de corriente, sincronizada con la tensión de referencia. Este tipo de modalidad no puede ser implementada sino existe algún otro generador que lleve a cabo una estrategia de control basada en el *grid-forming*, de tal forma que queden fijados unos valores de referencia de tensión y frecuencia que pueda seguir.

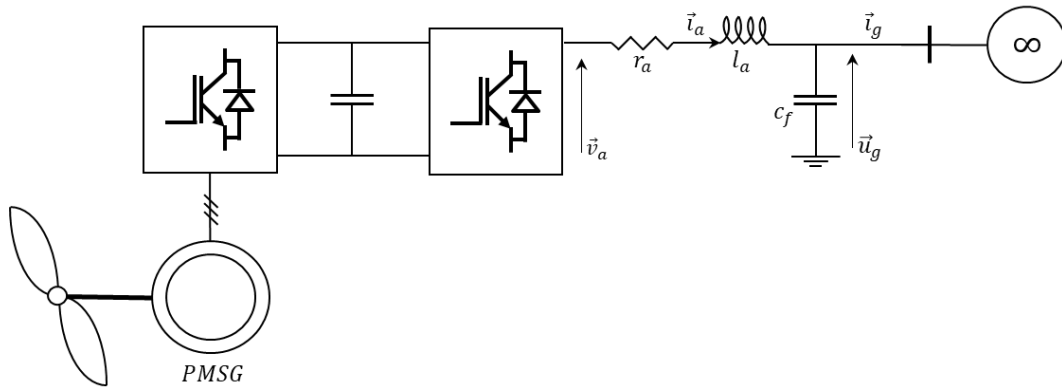


Figura 4.3. Esquema eléctrico de un aerogenerador multipolar de imanes permanentes en configuración *grid-feeding*.

Como se puede observar en la Figura 4.3 las consignas del control del convertidor de red son la potencia activa P y la potencia reactiva Q . Se detalla a continuación el esquema de control del aerogenerador en modalidad *grid-feeding*.

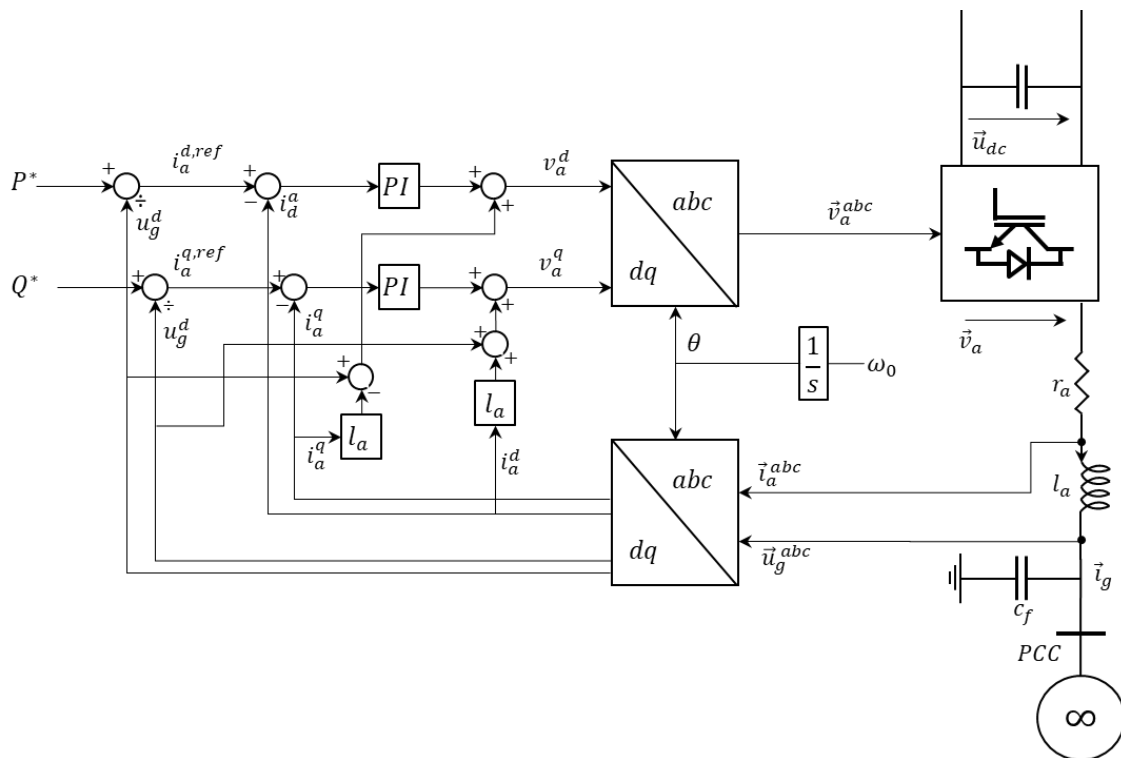


Figura 4.4. Esquema básico de control del convertidor electrónico del lado de red en modalidad *grid-feeding*.

En este esquema de control el convertidor está en sincronismo con la red, tomando como referencia la tensión y la frecuencia del Punto Común de Conexión o PCC.

4.2.3. *Grid-supporting*

El concepto de *grid-supporting* hace referencia a una estrategia de control del convertidor de tal forma que este pueda operar como una fuente de corriente o como una fuente de tensión. En el caso de operar como una fuente de corriente, puede utilizarse como apoyo al convertidor en modalidad de *grid-forming* inyectando potencia activa o reactiva para controlar frecuencia o tensión respectivamente. En el caso de operar como una fuente de tensión, la potencia activa y la potencia reactiva entregadas por el convertidor son función de la tensión de la red.

Capítulo 5. Filtro de conexión de la carga. Control del convertidor del lado de red.

Este capítulo discute el modelo detallado del filtro de conexión a la carga aislada y el diseño de los controles del convertidor de red para operar en modalidad *grid-forming*. La Sección 5.1 presenta el modelo detallado no lineal. La Sección 5.2 el objetivo del control y los métodos de ajuste de los reguladores estudiados.

5.1. Modelo no lineal

El modelo no lineal del filtro de conexión a la carga que alimenta el aerogenerador en modo isla viene dado por un filtro RLC y una carga aislada modelada como una fuente de corriente que consume potencia activa y consume o genera potencia reactiva. Por otro lado, se ha sustituido el generador y la turbina eólica por una fuente de corriente ideal que suministra la potencia demandada por la carga con el objeto de facilitar el análisis. En el siguiente capítulo se sustituye dicha fuente por el modelo del generador introducido en el capítulo anterior.

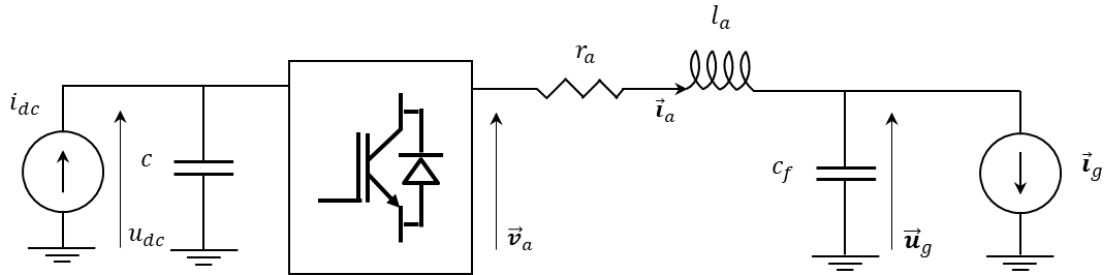


Figura 5.1. Circuito equivalente en ejes dq del filtro de conexión del convertidor de red.

El modelo electromagnético del filtro de conexión que alimenta la carga aislada viene dado por las siguientes ecuaciones en forma compleja:

$$\vec{v}_a = r_a \vec{i}_a + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \vec{\psi}_a}{\partial t} + j\omega_s \vec{\psi}_a + \vec{u}_g \quad (5.1)$$

$$\vec{\psi}_a = l_a \vec{i}_a \quad (5.2)$$

$$\vec{i}_g - \vec{i}_a = c_f \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \vec{u}_g}{\partial t} + j\omega_s c_f \vec{u}_g \quad (5.3)$$

$$\vec{i}_g = \left(\frac{\vec{s}_g}{\vec{u}_g} \right)^* \quad (5.4)$$

$$c_{dc} \frac{\partial u_{dc}}{\partial t} = i_{dc} - \frac{Re\{\vec{v}_a \cdot \vec{i}_a^*\}}{|\vec{v}_a|} \quad (5.5)$$

donde:

$\vec{u}_g = u_g^d + ju_g^q$ es la tensión en bornes de la carga aislada y en el condensador

$\vec{v}_a = v_a^d + jv_a^q$ es la tensión aplicada por el convertidor electrónico del lado de red.

$\vec{i}_g = i_g^d + ji_g^q$ es la corriente consumida por la carga modelada como una fuente de corriente

$\vec{i}_a = i_a^d + ji_a^q$ es la corriente del filtro de red

$\vec{s}_g = s_g^d + js_g^q$ es la potencia aparente consumida por la carga aislada

$\vec{\psi}_a = \psi_a^d + j\psi_a^q$ es el flujo del filtro de red

u_g^d y u_g^q son las componentes de la tensión en bornes de la carga aislada en ejes directo y transversal

v_a^d y v_a^q son las componentes tensión aplicada por el convertidor electrónico del lado de red en ejes directo y transversal

i_g^d y i_g^q son las componentes de la corriente consumida por la carga aislada en ejes directo y transversal

i_a^d y i_a^q son las componentes de la corriente consumida por la carga aislada en ejes directo y transversal

ψ_a^d y ψ_a^q son las componentes del flujo del filtro de red en ejes directo y transversal

s_g^d y s_g^q son la potencia activa consumida por la carga y la potencia reactiva consumida o generada por la carga respectivamente

i_{dc} es la corriente suministrada por la fuente ideal de corriente utilizada para modelar el generador

u_{dc} es la tensión en el condensador del bus de corriente continua y en la fuente ideal de corriente utilizada para modelar el generador

r_a es la resistencia del filtro de conexión del convertidor de red

$\mathbf{R}_a = \begin{bmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{bmatrix}$ es la matriz de resistencias del filtro de conexión del convertidor de red

l_a es la inductancia del filtro de conexión del convertidor de red

$\mathbf{L}_a = \begin{bmatrix} l_a & 0 \\ 0 & l_a \end{bmatrix}$ es la matriz de inductancias del filtro de conexión del convertidor de red

c_f es la capacidad del filtro de conexión del convertidor de red

$\mathbf{C}_f = \begin{bmatrix} c_f & 0 \\ 0 & c_f \end{bmatrix}$ es la matriz de capacidades del condensador del filtro de conexión del convertidor de red

c_{dc} es la capacidad del condensador del bus de corriente continua

Escribiendo las ecuaciones dadas por (5.1), (5.2), (5.3), (5.4) en forma rectangular y considerando un sistema de referencia que gira a la velocidad de sincronismo, orientado según la componente en eje directo d de la tensión en bornes de la carga se tiene:

$$\begin{bmatrix} v_a^d \\ v_a^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} + \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_a & 0 \\ 0 & l_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

$$\begin{bmatrix} i_g^d \\ i_g^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_f & 0 \\ 0 & c_f \end{bmatrix} \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} + \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_f & 0 \\ 0 & c_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

$$\begin{bmatrix} i_g^d \\ i_g^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_g^d & u_g^q \\ -u_g^d & u_g^q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p_g \\ q_g \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

$$c_{dc} \frac{\partial u_{dc}}{\partial t} = i_{dc} - \frac{Re\{\vec{v}_a \cdot \vec{i}_a^*\}}{|\vec{v}_a|} \quad (5.10)$$

5.2. Control del convertidor de red

En esta sección se discuten las diferentes metodologías de diseño del control en modalidad *grid-forming* estudiadas y los resultados obtenidos con cada una de ellas.

5.2.1. Objetivo del control

El objetivo de un control en modalidad *grid-forming* es establecer sistema de referencia estableciendo unos valores de tensión y frecuencia, que se corresponden con los valores nominales del sistema, del que se puedan servir el resto de los generadores (independientemente del tipo de tecnología) para conectarse a la red de tal forma que:

- Comiencen a dar soporte a la red inyectando energía para arrancar en negro
- O bien apoyen dicha red, operando en modo isla, en un sistema maestro-esclavo en el que un generador crea el sistema de referencia (fijando tensión y frecuencia) y el resto de los generadores siguen dicho sistema.

Para ello, el control del convertidor del lado de red se ha diseñado considerando dos lazos de control claramente diferenciados:

- Lazo interno de corriente o *inner loop*
- Lazo externo de tensión o *outer loop*

5.2.2. Control en modalidad *grid-forming*. Control de tensión y frecuencia

Para establecer un sistema de referencia síncrono en una red es necesario mantener la tensión y la frecuencia del sistema constantes en sus valores nominales. Ello se consigue orientando el vector tensión \vec{u}_g con el eje directo d de un sistema de referencia que gira a la

velocidad de sincronismo. Si el control logra mantener el vector tensión en sincronismo con el eje directo al mismo tiempo que logra mantener su módulo constante, se consigue crear un sistema de referencia síncrono.

Aproximando linealmente la relación entre el módulo del vector tensión de referencia \vec{u}_g y el ángulo que forma este con el eje de del sistema de referencia síncrono, según se ilustra en las ecuaciones (5.11) y (5.12):

$$u_g^d = |\vec{u}_g| \cos(\delta) \quad (5.11)$$

$$u_g^q = |\vec{u}_g| \sin(\delta) \quad (5.12)$$

donde δ es el ángulo que forma el vector tensión con el eje d del sistema de referencia síncrono, se aproxima la siguiente relación para pequeñas variaciones del ángulo δ alrededor de 0 [13]:

$$\Delta u_g^d = \Delta |\vec{u}_g^d| \quad (5.13)$$

$$\Delta u_g^q = \Delta \delta \quad (5.14)$$

De esta forma, en régimen permanente, si tensión y frecuencia son constantes el convertidor electrónico del lado de red suministrará la energía demandada por la carga aislada. Por tanto, los objetivos del control en modalidad *grid-forming* se pueden expresar como consignas de tensión para el control del lazo externo de tensión en el condensador en bornes de la carga aislada, siendo cada una de ellas:

$$u_g^{d,ref} = 1 \text{ p.u.} \quad (5.15)$$

$$u_g^{q,ref} = 0 \text{ p.u.} \quad (5.16)$$

cumpléndose por tanto ambos objetivos del control *grid-forming*, puesto que el control de la tensión en eje directo, $u_g^{d,ref}$, trata de mantener constante el módulo de la tensión en su valor nominal (1 p.u. en magnitudes por unidad) y el control de la tensión en eje transversal, $u_g^{q,ref}$, trata de mantener el vector tensión orientado según el eje directo del sistema de referencia haciendo nulo el ángulo entre el vector tensión y el eje directo d de dicho sistema. La orientación del eje directo d se obtiene integrando directamente la frecuencia nominal de la red, ω_0 .

5.2.3. Diseño y ajuste del control de tensión por asignación de polos

En primer lugar, se ha tratado de abordar el diseño del control de tensión por asignación de polos en el lazo cerrado, tanto para el lazo interno de corriente como para el lazo externo de tensión, implementando dos controles PI en cascada para controlar la tensión.

5.2.3.1. Diseño del lazo de control de tensión del condensador del bus de corriente continua

Se introduce en primer lugar el diseño del control de tensión en el condensador de corriente continua, que simula el balance generación demanda cuando se produce un escalón en la potencia demandada por la carga aislada. Así, la fuente de corriente ideal suministrará la potencia necesaria demandada por la carga como si se tratase de un generador síncrono de imanes permanentes ideal a efectos de facilitar el estudio de los controles del lado de red de forma desacoplada de los convertidores del lado máquina. Posteriormente, en el último capítulo, se ensamblan ambos modelos y se lleva a cabo un análisis conjunto del modelo completo.

La ecuación que gobierna la tensión en el condensador es:

$$c_{dc} \frac{\partial u_{dc}}{\partial t} = i_{dc} - \frac{Re\{\vec{v}_a \cdot \vec{i}_a^*\}}{|\vec{v}_a|} \quad (5.17)$$

La planta para la cual se habrá de diseñar un control PI que mantenga la tensión en bornes del condensador en su valor nominal, cambiando para ello la corriente suministrada por la fuente ideal de tensión como si se tratase del generador síncrono es:

$$\frac{u_{dc}(s)}{i_{dc}(s)} = \frac{1}{c_{dc}s} \quad (5.18)$$

siendo el lazo de control:

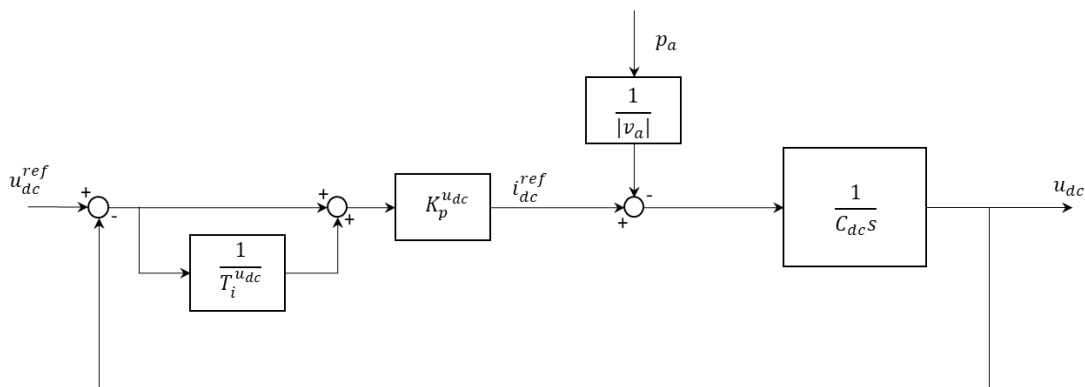


Figura 5.2. Lazo de control de tensión del condensador de corriente continua.

El ajuste de los parámetros del control viene dado por las ecuaciones:

$$K_{p,u_{dc}} = 2 \cdot \zeta \cdot \omega_n \cdot c_{dc} \quad (5.19)$$

$$T_{i,u_{dc}} = \frac{2 \cdot \zeta}{\omega_n} \quad (5.20)$$

Este control es independiente del resto de los controles diseñados a continuación ya que se ha propuesto a efectos de facilitar el análisis y el estudio del control de tensión en modalidad *grid-forming*. Por lo tanto, aplica para cualquiera de los diseños del lazo interno de corriente y del lazo externo de tensión que se proponen a continuación.

5.2.3.2. Diseño del lazo interno de corriente

Para diseño del lazo interno de corriente por asignación de polos se parte de la ecuación en forma rectangular dada por (5.6) de tal forma que se tiene:

$$v_a^d = r_a i_a^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^d - \omega_s \psi_a^q + u_g^d \quad (5.21)$$

$$v_a^q = r_a i_a^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^q + \omega_s \psi_a^d + u_g^q \quad (5.22)$$

A partir de dichas ecuaciones se pueden obtener las dinámicas de las corrientes en eje directo y transverso de forma desacoplada. Así, en primer lugar, se definen unas variables auxiliares $v_a^{d'}$ y $v_a^{q'}$, tal que:

$$v_a^d = r_a i_a^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^d - \omega_s \psi_a^q + u_g^d = v_a^{d'} - \omega_s \psi_a^q + u_g^d \quad (5.23)$$

$$v_a^q = r_a i_a^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^q + \omega_s \psi_a^d + u_g^q = v_a^{q'} + \omega_s \psi_a^d + u_g^q \quad (5.24)$$

lo que permite llevar a cabo el desacoplo de las dinámicas en ejes directo y transverso:

$$v_a^{d'} = r_a i_a^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^d \quad (5.25)$$

$$v_a^{q'} = r_a i_a^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \psi_a^q \quad (5.26)$$

y sustituyendo en las ecuaciones (5.25) y (5.26) la expresión de los flujos en función de las corrientes en ejes directo y transverso, se obtienen las dinámicas de las corrientes del convertidor de estátor de forma desacoplada.

$$v_a^{d'} = r_a i_a^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} l_a i_a^d \quad (5.27)$$

$$v_a^{q'} = r_a i_a^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} l_a i_a^q \quad (5.28)$$

Expresando ambas ecuaciones (5.27) y (5.28) en el dominio de Laplace, en forma de función de transferencia, se obtienen las expresiones dadas por:

$$\frac{i_a^d(s)}{v_a^{d'}(s)} = \frac{1}{r_a + \frac{l_a}{\omega_0} s} = \frac{\frac{1}{r_a}}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s} \quad (5.29)$$

$$\frac{i_a^q(s)}{v_a^{q'}(s)} = \frac{1}{r_a + \frac{l_a}{\omega_0} s} = \frac{\frac{1}{r_a}}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s} \quad (5.30)$$

Se diseñan a continuación los controles PI para las corrientes en eje directo y en eje transverso para las funciones de transferencia dadas por (5.29) y (5.30), según los lazos de control que se muestran a continuación en la Figura 5.3 y en la Figura 5.4.

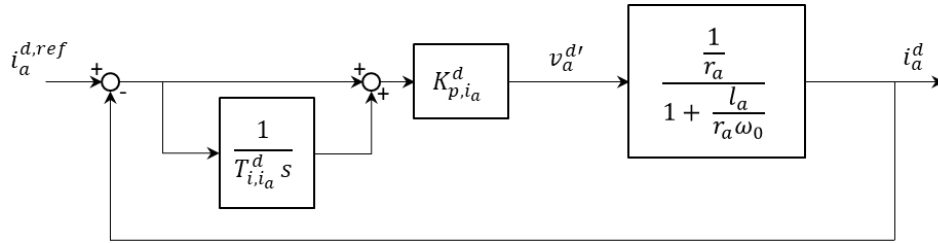


Figura 5.3. Lazo de control de la componente en eje directo de la corriente de convertidor de red i_a^d .

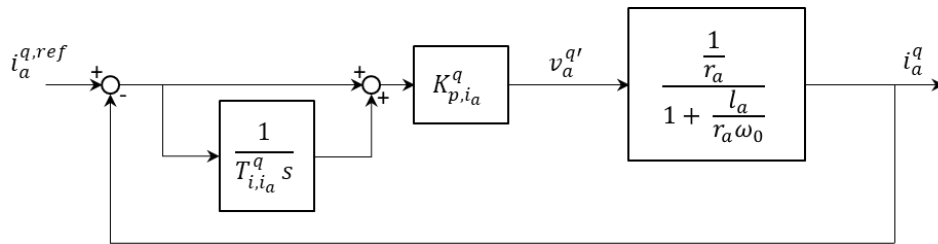


Figura 5.4. Lazo de control de la componente en eje transverso de la corriente de convertidor de red i_a^d .

Volviendo sobre las ecuaciones (5.23) y (5.24), y sustituyendo las variables auxiliares por las ecuaciones de los reguladores PI diseñados, se obtienen las siguientes expresiones.

$$v_a^d = v_a^{d'} - \omega_s l_a i_a^q + u_g^d \quad (5.31)$$

$$v_a^q = v_a^{q'} + \omega_s l_a i_a^d + u_g^q \quad (5.32)$$

siendo las ecuaciones de los reguladores PI en los ejes directo y transverso:

$$v_a^{d'} = K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s} \right) \cdot (i_a^{d,ref} - i_a^d) \quad (5.33)$$

$$v_a^{q'} = K_{p,i_a}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^q s} \right) \cdot (i_a^{q,ref} - i_a^q) \quad (5.34)$$

y, considerando los términos de desacoplo en eje directo:

$$v_a^d = K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s} \right) \cdot (i_a^{d,ref} - i_a^d) - \omega_s l_a i_a^q + u_g^d \quad (5.35)$$

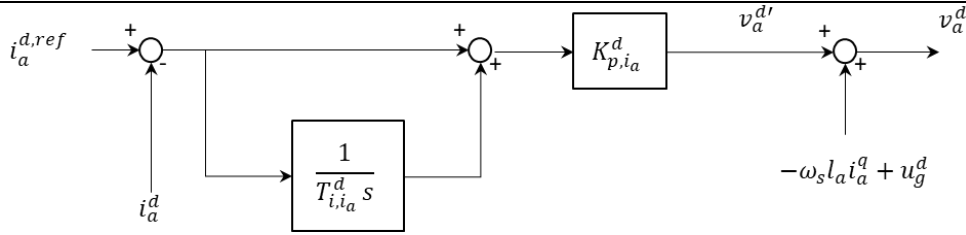


Figura 5.5. Esquema de control del regulador de corriente en eje directo i_a^d con términos de desacoplo.

y en eje transverso:

$$v_a^q = K_{p,i_a}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^q s} \right) \cdot (i_a^{q,ref} - i_a^q) + \omega_s l_a i_a^d + u_g^q \quad (5.36)$$

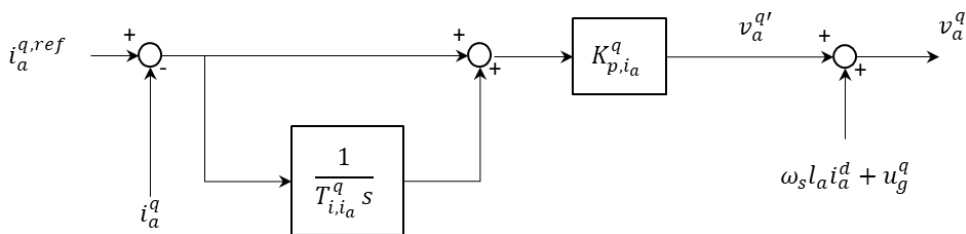


Figura 5.6. Esquema de control del regulador de corriente en eje transverso i_a^q con términos de desacoplo.

5.2.3.3. Ajuste de los parámetros de control del lazo interno de corriente

El diseño y ajuste de los reguladores PI para controlar las corrientes del convertidor del lado de red se lleva a cabo mediante la técnica de asignación de polos de tal forma que se fijan la frecuencia natural, ω_n y el amortiguamiento, ζ , del sistema de segundo orden resultante. Las ecuaciones para el ajuste de los parámetros del control proporcional integral vienen dadas por la función de transferencia del sistema en lazo cerrado:

$$\frac{i_a(s)}{v_a'(s)} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} \quad (5.37)$$

La expresión de la función de transferencia en lazo cerrado, análoga a la expresión dada por la ecuación (6.26), donde $C(s)$ es el control proporcional integral dado por (5.33) y (5.34) y $P(s)$ las plantas a controlar en ejes directo y transverso dadas por (5.29) y (5.30):

$$\begin{aligned} \frac{i_a^d(s)}{v_a^{d'}(s)} &= \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} = \frac{K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{\frac{1}{r_a}}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}}{1 + K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{\frac{1}{r_a}}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}} = \\ &= \frac{K_{p,i_a}^d (T_{i,i_a}^d s + 1) \frac{\omega_0}{l_a}}{s^2 + (r_a + K_{p,i_a}^d) \frac{\omega_0}{l_a} s + \frac{K_{p,i_a}^d \omega_0}{l_a T_{i,i_a}^d}} \end{aligned} \quad (5.38)$$

siendo por tanto los parámetros del control en eje directo y transverso:

$$K_{p,i_a}^{d,q} = 2\zeta\omega_n \frac{l_a}{\omega_0} - r_a \quad (5.39)$$

$$T_{i,i_a}^{d,q} = \frac{K_{p,i_a}^{d,q} \omega_0}{l_a \omega_n^2} = \frac{\left(2\zeta\omega_n \frac{l_a}{\omega_0} - r_s\right) \omega_0}{l_a \omega_n^2} \quad (5.40)$$

5.2.3.4. Diseño del lazo externo de tensión

Para el diseño del lazo externo de tensión, se considera la misma metodología de diseño y ajuste de control. Dado que se trata de un control en cascada, se diseña el lazo interno de corriente de tal forma que éste sea considerablemente más rápido que el lazo externo de tensión, en un orden de magnitud igual o superior a 10, lo que permite desprestigiar el lazo interno de corriente, considerándolo como un lazo interno de ganancia la unidad. Partiendo de la ecuación dada por (5.3):

$$i_a^d - i_g^d = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^d - \omega_s c_f u_g^q \quad (5.41)$$

$$i_a^q - i_g^q = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^q + \omega_s c_f u_g^d \quad (5.42)$$

y definiendo unas variables auxiliares, $i_a^{d'}$ y $i_a^{q'}$, considerando la corriente consumida por la carga (fuente de corriente) como una perturbación, se obtienen las siguientes expresiones.

$$i_a^d = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^d - \omega_s c_f u_g^q = i_a^{d'} - \omega_s c_f u_g^q \quad (5.43)$$

$$i_a^q = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^q + \omega_s c_f u_g^d = i_a^{q'} + \omega_s c_f u_g^d \quad (5.44)$$

lo que permite llevar a cabo el desacoplo de las dinámicas en ejes directo y transverso:

$$i_a^{d'} = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^d \quad (5.45)$$

$$i_a^{q'} = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^q \quad (5.46)$$

Expresando ambas ecuaciones (5.45) y (5.46) en el dominio de Laplace, en forma de función de transferencia, se obtienen las expresiones dadas por:

$$\frac{u_g^d(s)}{i_a^{d'}(s)} = \frac{\omega_0}{c_f \cdot s} \quad (5.47)$$

$$\frac{u_g^q(s)}{i_a^{q'}(s)} = \frac{\omega_0}{c_f \cdot s} \quad (5.48)$$

Se diseñan a continuación los controles PI para las tensiones en eje directo y en eje transverso para las funciones de transferencia dadas por (5.47) y (5.48), según los lazos de control que se muestran a continuación en la Figura 5.7 y en la Figura 5.8:

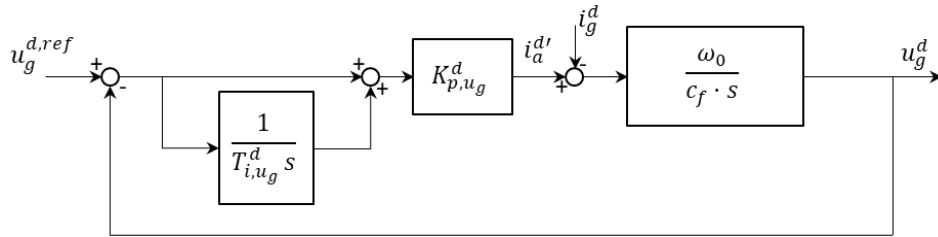


Figura 5.7. Lazo de control de la componente en eje directo de la tensión del condensador.

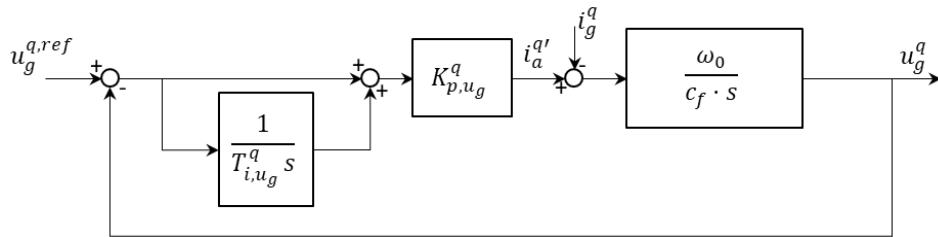


Figura 5.8. Lazo de control de la componente en eje transverso de la tensión del condensador.

Volviendo a las ecuaciones (5.43) y (5.44), y sustituyendo las variables auxiliares por las ecuaciones de los reguladores PI diseñados, se obtienen las siguientes expresiones.

$$i_a^d = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^d - \omega_s c_f u_g^q = i_a^{d'} - \omega_s c_f u_g^q$$

$$i_a^q = \frac{c_f}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} u_g^q + \omega_s c_f u_g^d = i_a^{q'} + \omega_s c_f u_g^d$$

donde las ecuaciones de los reguladores PI en los ejes directo y transverso son:

$$i_a^{d'} = K_{p,u_g}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^d s} \right) \cdot (u_g^{d,ref} - u_g^d) \quad (5.49)$$

$$i_a^{q'} = K_{p,u_g}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^q s} \right) \cdot (u_g^{q,ref} - u_g^q) \quad (5.50)$$

Considerando los términos de desacoplo de las ecuaciones (5.43) y (5.44), se obtienen las expresiones de las referencias del lazo interno de corriente en eje directo:

$$i_a^{d,ref} = K_{p,u_g}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^d s} \right) \cdot (u_g^{d,ref} - u_g^d) - \omega_s c_f u_g^q \quad (5.51)$$

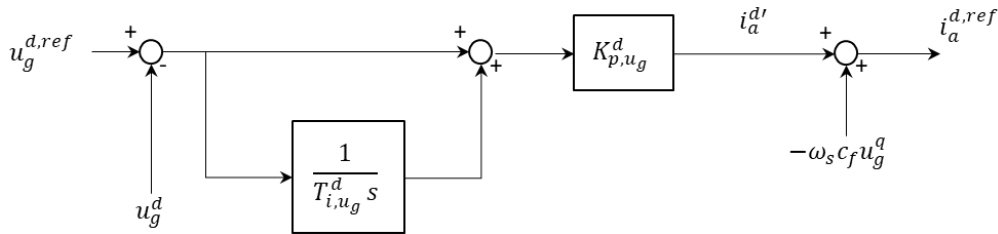


Figura 5.9. Esquema de control del regulador de tensión en eje directo u_g^d con términos de desacoplo.

y en eje transverso:

$$i_a^{q,ref} = K_{p,u_g}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^q s} \right) \cdot (u_g^{q,ref} - u_g^q) + \omega_s c_f u_g^d \quad (5.52)$$

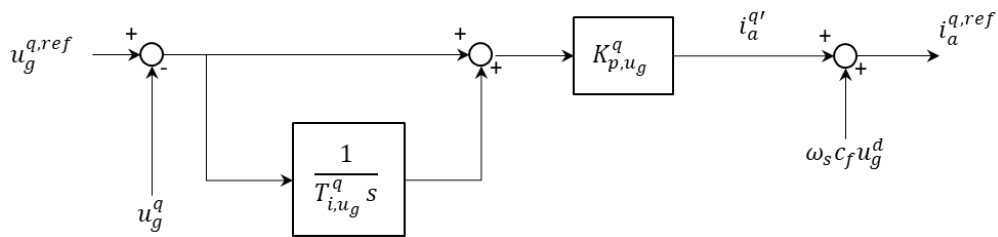


Figura 5.10. Esquema de control del regulador de tensión en eje transverso u_g^q con términos de desacoplo.

siendo $i_a^{d,ref}$ e $i_a^{q,ref}$ las consignas o referencias del lazo interno de corriente.

5.2.3.5. Ajuste de los parámetros de control del lazo externo de tensión

El diseño y ajuste de los reguladores PI para controlar las corrientes del convertidor del lado de red se lleva a cabo mediante la técnica de asignación de polos de tal forma que se fijan la frecuencia natural, ω_n y el amortiguamiento, ζ , del sistema de segundo orden resultante en lazo cerrado. Las ecuaciones para el ajuste de los parámetros del control proporcional integral vienen dadas por la función de transferencia del sistema en lazo cerrado:

$$\frac{u_g(s)}{i_a^{(s)}} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} \quad (5.53)$$

La expresión de la función de transferencia en lazo cerrado donde $C(s)$ es el control proporcional integral dado por (5.49) y (5.50) y $P(s)$ las plantas a controlar en ejes directo y transverso dadas por (5.47) y (5.48):

$$\begin{aligned}
 \frac{u_{g(s)}}{i_a^{r(s)}} &= \frac{K_{p,u_g}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^d s}\right) \frac{\omega_0}{c_f \cdot s}}{1 + K_{p,u_g}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,u_g}^d s}\right) \frac{\omega_0}{c_f \cdot s}} = \frac{K_{p,u_g}^d (T_{i,u_g}^d s + 1) \omega_0}{T_{i,u_g}^d c_f s^2 + K_{p,u_g}^d (T_{i,u_g}^d s + 1) \omega_0} \\
 &= \frac{K_{p,u_g}^d (T_{i,u_g}^d s + 1) \omega_0}{T_{i,u_g}^d c_f s^2 + K_{p,u_g}^d T_{i,u_g}^d \omega_0 s + K_{p,u_g}^d \omega_0} \\
 &= \frac{(T_{i,u_g}^d s + 1) \frac{K_{p,u_g}^d \omega_0}{T_{i,u_g}^d c_f}}{s^2 + \frac{K_{p,u_g}^d \omega_0}{c_f} s + \frac{K_{p,u_g}^d \omega_0}{T_{i,u_g}^d c_f}}
 \end{aligned} \tag{5.54}$$

e igualando la ecuación anterior con la función de transferencia correspondiente a un sistema de segundo orden, tal que:

$$G(s) = \frac{K_p}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \tag{5.55}$$

Identificando término a término se obtienen las siguientes identidades que permiten despejar los parámetros del control PI:

$$\omega_n^2 = \frac{K_{p,u_g}^d \omega_0}{c_f T_{i,u_g}^d} \tag{5.56}$$

$$2\zeta\omega_n = \frac{K_{p,u_g}^d \omega_0}{c_f} \tag{5.57}$$

El proceso es análogo para el eje transversal, de tal forma que despejando los parámetros del control para un amortiguamiento y una frecuencia deseadas para el control de la tensión del condensador:

$$K_{p,u_g}^{d,q} = 2\zeta\omega_n \frac{c_f}{\omega_0} \tag{5.58}$$

$$T_{i,u_g}^{d,q} = \frac{K_{p,u_g}^{d,q} \omega_0}{c_f \omega_n^2} = \frac{K_{p,u_g}^{d,q} 2\zeta}{\omega_n} \tag{5.59}$$

5.2.3.6. Resumen de las ecuaciones del control por asignación de polos

Se presenta a continuación el resumen de las ecuaciones de diferenciales y algebraicas en forma de espacio de estado:

1. Convertidor de red:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a^d \\ v_a^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} - \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} \tag{5.60}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_a^d \\ \psi_a^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_a & 0 \\ 0 & l_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} \quad (5.61)$$

2. Tensión del condensador:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_f & 0 \\ 0 & c_f \end{bmatrix}^{-1} \left(\begin{bmatrix} i_g^d \\ i_g^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_a^d \\ i_a^q \end{bmatrix} - \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_f & 0 \\ 0 & c_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_g^d \\ u_g^q \end{bmatrix} \right) \quad (5.62)$$

$$\begin{bmatrix} i_g^d \\ i_g^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_g^d & u_g^q \\ -u_g^d & u_g^q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p_g \\ q_g \end{bmatrix} \quad (5.63)$$

3. Control del lazo interno de corriente:

$$v_a^{d'} = K_{p,i_a}^d \cdot (i_a^{d,ref} - i_a^d) + x_{i_a}^d \quad (5.64)$$

$$\frac{\partial x_{i_a}^d}{\partial t} = \frac{K_{p,i_a}^d}{T_{i_a}^d s} (i_a^{d,ref} - i_a^d) \quad (5.65)$$

$$v_a^d = v_a^{d'} - \omega_s l_a i_a^q + u_g^d \quad (5.66)$$

$$v_a^{q'} = K_{p,i_a}^q \cdot (i_a^{q,ref} - i_a^q) + x_{i_a}^q \quad (5.67)$$

$$\frac{\partial x_{i_a}^q}{\partial t} = \frac{K_{p,i_a}^q}{T_{i_a}^q s} (i_a^{q,ref} - i_a^q) \quad (5.68)$$

$$v_a^q = v_a^{q'} + \omega_s l_a i_a^d + u_g^q \quad (5.69)$$

4. Control del lazo de tensión:

$$i_a^{d'} = K_{p,u_g}^d \cdot (u_g^{d,ref} - u_g^d) + x_{u_g}^d \quad (5.70)$$

$$\frac{\partial x_{u_g}^d}{\partial t} = \frac{K_{p,u_g}^d}{T_{i,u_g}^d s} (u_g^{d,ref} - u_g^d) \quad (5.71)$$

$$i_a^{d,ref} = i_a^{d'} - \omega_s c_f u_g^q \quad (5.72)$$

$$i_a^{q'} = K_{p,u_g}^q \cdot (u_g^{q,ref} - u_g^q) + x_{u_g}^q \quad (5.73)$$

$$\frac{\partial x_{u_g}^q}{\partial t} = \frac{K_{p,u_g}^q}{T_{i,u_g}^q s} (u_g^{q,ref} - u_g^q) \quad (5.74)$$

$$i_a^{q,ref} = i_a^{q'} + \omega_s c_f u_g^d \quad (5.75)$$

5. Carga (fuente de corriente):

$$\begin{bmatrix} i_g^d \\ i_g^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_g^d & u_g^q \\ -u_g^d & u_g^q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p_g \\ q_g \end{bmatrix} \quad (5.76)$$

6. Tensión en el condensador y control de la fuente de corriente:

$$c_{dc} \frac{\partial u_{dc}}{\partial t} = i_{dc} - \frac{Re\{\vec{v}_a \cdot \vec{i}_a^*\}}{|\vec{v}_a|} \quad (5.77)$$

$$i_{dc}^{ref} = K_{p,u_{dc}} \cdot (u_{dc}^{ref} - u_{dc}) + x_{u_{dc}} \quad (5.78)$$

$$\frac{\partial x_{u_{dc}}}{\partial t} = \frac{K_{p,u_{dc}}}{T_{i,u_{dc}} s} \cdot (u_{dc}^{ref} - u_{dc}) \quad (5.79)$$

5.2.3.7. Análisis del modelo lineal

Los parámetros eléctricos empleados en el modelo de MATLAB/Simulink para llevar a cabo el análisis de resultados son [13], en magnitudes por unidad:

$$r_a = 0.003 \text{ p.u.}$$

$$l_a = 0.1 \text{ p.u.}$$

$$c_{dc} = 0.0555 \text{ p.u.}$$

$$c_f = 0.1 \text{ p.u.}$$

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = 100\pi \text{ rad/s}$$

El análisis de los autovalores y autovectores del sistema se presenta a continuación. Se diseña el lazo interno de corriente con una rapidez muy elevada con el objeto de lograr que el sistema sea estable. El sistema consta de seis autovalores, 4 autovalores complejos y 2 reales:

- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_1 y λ_2 está asociada al flujo del filtro de conexión a la carga y a los reguladores del lazo interno de corriente.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_3 está asociada a la tensión del condensador del filtro de conexión a la carga en eje directo.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_4 está asociada al control de tensión del condensador del bus de continua y de la fuente de corriente
- Los autovalores reales λ_5 y λ_6 están asociados a la tensión del condensador del filtro de conexión a red en eje transversal y al regulador de tensión en eje transversal.

El autovalor λ_3 da cuenta de la naturaleza del sistema: se trata de un sistema oscilante en el modo asociado a dicho autovalor, que describe las dinámicas asociadas a la tensión en eje directo en bornes de la carga aislada. La calidad de dicho control muy poco robusta y no es de

aplicación. Se presenta a continuación un diseño más sólido y robusto basado en el diseño por respuesta en frecuencia.

Autovalor	Real	Imaginaria	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
λ_1	-5939.03	1060.15	98.44	168.72
λ_2	-4056.79	748.24	98.34	119.08
λ_3	-0.43	280.69	0.16	44.67
λ_4	-3.50	3.57	70.00	0.5683
λ_5	-675.95	-	100.00	-
λ_6	-116.87	-	100.00	-

Tabla 5.1. Autovalores asociados al control del convertidor del lado de red con diseño por asignación de polos.

Las participaciones del sistema son:

Variable	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
ψ_a^d	1.15	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00
ψ_a^q	1.14	0.81	0.00	0.00	0.01	0.00
u_g^d	0.06	0.07	0.50	0.00	0.00	0.00
u_g^q	0.07	0.08	0.00	0.00	1.22	0.21
x_a^d	0.80	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00
x_a^q	0.79	1.17	0.00	0.00	0.01	0.00
x_{ug}^d	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00
x_{ug}^q	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	1.21
u_{dc}	0.00	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00
$x_{u_{dc}}$	0.00	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00

Tabla 5.2. Participaciones asociadas al control del convertidor del lado de red con diseño por asignación de polos.

5.2.4. Diseño y ajuste del control de tensión por respuesta en frecuencia

Una vez analizado el control diseñado por asignación de polos y los problemas de estabilidad que presenta (poco amortiguamiento, sistema de naturaleza oscilante o inestable), se ha considerado una nueva aproximación al diseño del control PI en cascada considerando íntegramente las no despreciables dinámicas del lazo interno de corriente que presentan un comportamiento resonante al combinarse con la planta del condensador.

5.2.4.1. Diseño y ajuste del lazo interno de corriente con ponderación de la referencia

Para el diseño del lazo interno de corriente, se utiliza la misma metodología de diseño y ajuste de tal forma que el esquema de control para el ajuste de los parámetros del control PI es el mismo que se muestra en la Figura 5.3 y en la Figura 5.4, siendo las ecuaciones de ajuste del control PI del lazo interno las mismas que las dadas por (5.39) y (5.40):

$$K_{p,i_a}^{d,q} = 2\zeta\omega_n \frac{l_a}{\omega_0} - r_a \quad (5.80)$$

$$T_{i,i_a}^{d,q} = \frac{K_{p,i_a}^{d,q} \omega_0}{l_a \omega_n^2} = \frac{\left(2\zeta\omega_n \frac{l_a}{\omega_0} - r_s\right) \omega_0}{l_a \omega_n^2} \quad (5.81)$$

Se introduce a continuación una modificación al sistema de control diseñado anteriormente, una ponderación de la referencia, con el objetivo de llevar a cabo una cancelación de un polo con un cero y obtener un sistema de primer orden en lazo cerrado para el lazo interno de corriente. El esquema de control modificado es el siguiente:

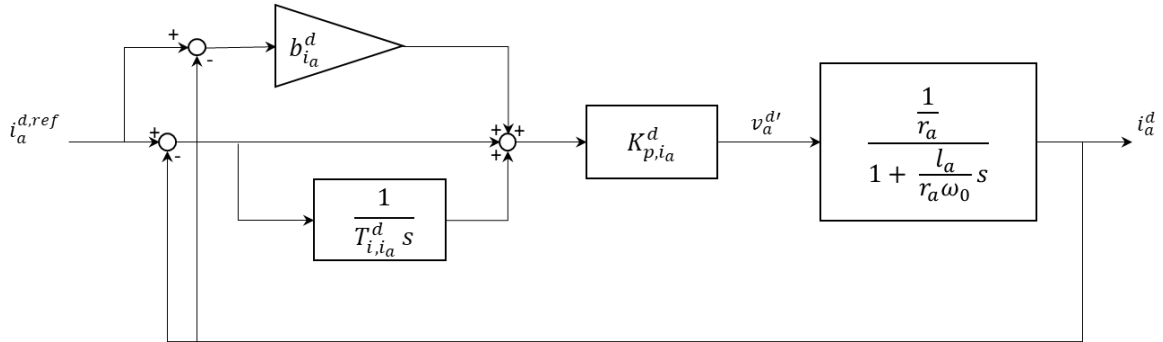


Figura 5.11. Lazo de control de corriente de convertidor de red en eje directo i_a^d con ponderación de la referencia.

De esta forma, la nueva función de transferencia en lazo cerrado es:

$$\frac{i_a^d(s)}{v_a^{d'}(s)} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} = \frac{K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{b_{i_a}^d T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{1}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}}{1 + K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{1}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}} \quad (5.82)$$

Para poder llevar a cabo la cancelación de un cero con un polo, se ha de fijar en primer lugar el amortiguamiento del lazo cerrado, ζ en el 100%. Ello permite establecer la igualdad:

$$\begin{aligned} \frac{i_a^d(s)}{v_a^{d'}(s)} &= \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} = \frac{K_{p,i_a}^d \left(b_{i_a}^d + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{1}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}}{1 + K_{p,i_a}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_a}^d s}\right) \cdot \frac{1}{1 + \frac{l_a}{r_a \omega_0} s}} = \\ &= \frac{K_{p,i_a}^d (b_{i_a}^d T_{i,i_a}^d s + 1) \frac{\omega_0}{l_a}}{s^2 + (r_a + K_{p,i_a}^d) \frac{\omega_0}{l_a} s + \frac{K_{p,i_a}^d \omega_0}{l_a T_{i,i_a}^d}} = \frac{K_{p,i_a}^d (b_{i_a}^d T_{i,i_a}^d s + 1) \frac{\omega_0}{l_a}}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} = \\ &= \frac{K_{p,i_a}^d b_{i_a}^d T_{i,i_a}^d \left(s + \frac{1}{b_{i_a}^d T_{i,i_a}^d}\right) \frac{\omega_0}{l_a}}{(s + \omega_n)^2} \end{aligned} \quad (5.83)$$

de tal forma que, si se ajusta el parámetro de ponderación de la referencia de tal forma que se cancele con uno de los polos del sistema, se logra obtener un sistema de primer orden en lazo cerrado. Así, haciendo que:

$$\omega_n = \frac{1}{b_{i_a}^d T_{i_a}^d} \quad (5.84)$$

y por tanto:

$$b_{i_a}^d = \frac{1}{\omega_n T_{i_a}^d} \quad (5.85)$$

se obtiene la nueva función de transferencia en lazo cerrado tanto para el eje directo como para el eje transverso:

$$\frac{i_a^d(s)}{i_a^{d,ref}(s)} = \frac{K_{p,i_a}^d \frac{b_{i_a}^d \omega_0}{\omega_n l_a}}{(s + \omega_n)} \quad (5.86)$$

$$\frac{i_a^q(s)}{i_a^{q,ref}(s)} = \frac{K_{p,i_a}^q \frac{b_{i_a}^q \omega_0}{\omega_n l_a}}{(s + \omega_n)} \quad (5.87)$$

El esquema de control queda como sigue:

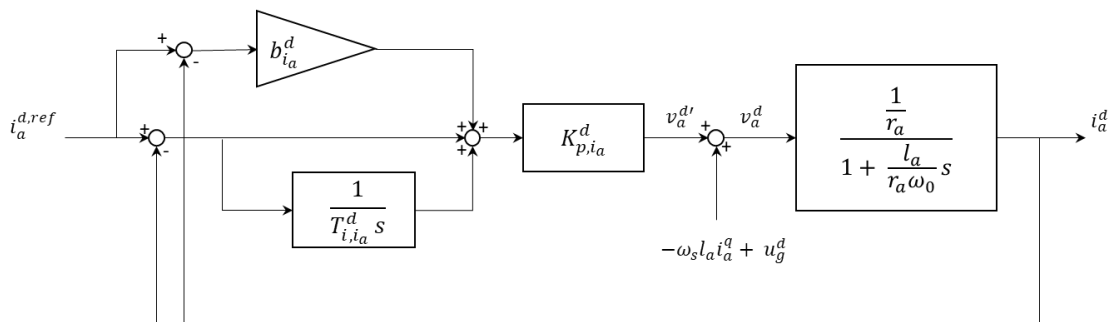


Figura 5.12. Lazo de control de corriente en eje directo con ponderación de la referencia.

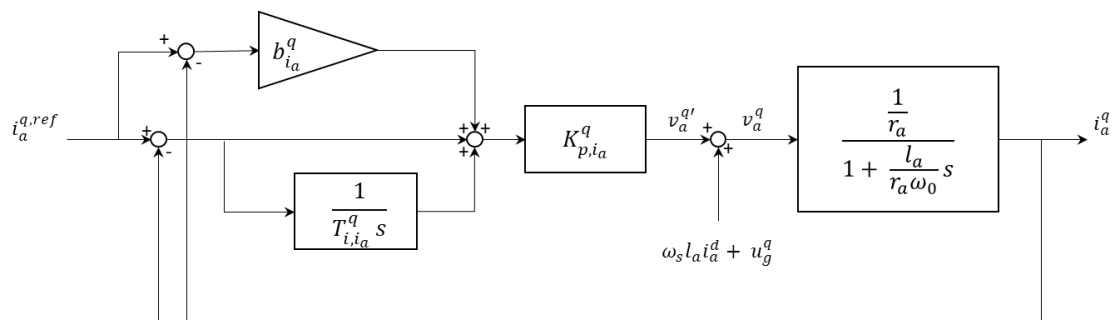


Figura 5.13. Lazo de control de corriente en eje transverso con ponderación de la referencia.

5.2.4.2. Diseño y ajuste del control de tensión del lazo externo

Una vez diseñado el lazo interno de control de la corriente del convertidor de rotor, se diseña el control PI en cascada para el sistema de primer orden resultante en lazo cerrado dado

por las ecuaciones (5.86) y (5.87). Los lazos cerrados de control de tensión en eje directo y transversal se presentan a continuación:

Como se observa en la Figura 5.14 y en la Figura 5.15, se trata de un control en cascada cuyo lazo interno de corriente, gracias al diseño introducido en el apartado anterior, puede simplificarse a un sistema de primer orden.

Sin embargo, para poder diseñar un control PI para la función de transferencia que resulta del producto del sistema de primer orden correspondiente al lazo interno de corriente multiplicado por la planta correspondiente al condensador, tal y como se ilustra a continuación:

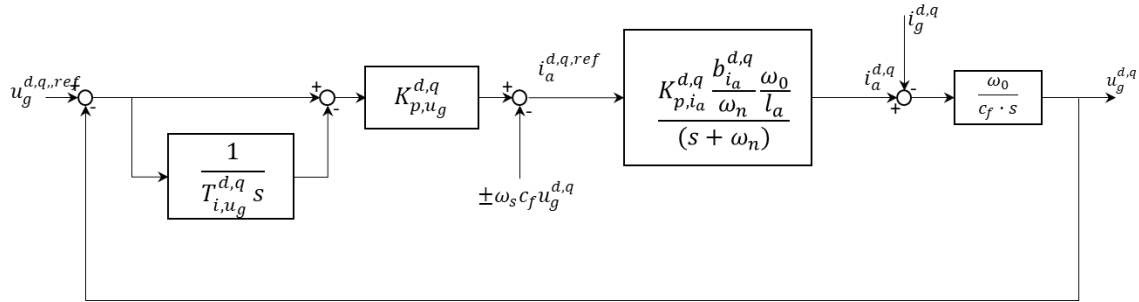


Figura 5.16. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje directo y transversal simplificado.

es necesario compensar el término de la tensión del condensador, u_g , presente en los términos de desacoplo del lazo interno de corriente. Ello permite deshacer el lazo cerrado que se daría en caso de no compensación que no permitiría la mutltiplicación en cascada que se ilustra en la Figura 5.16, siendo posible llevar a cabo tal compensación puesto que se trata de una variable controlable que ha de medirse para compararse con la referencia del control.

La compensación de los términos de la tensión del condensador en el lazo interno de corriente se recoge en las ecuaciones (5.66) y (5.69) de la siguiente forma:

$$v_a^d = v_a^{d'} - \omega_s l_a i_a^q + u_g^d - u_g^d = v_a^{d'} - \omega_s l_a i_a^q \quad (5.88)$$

$$v_a^q = v_a^{q'} + \omega_s l_a i_a^d + u_g^q - u_g^q = v_a^{q'} + \omega_s l_a i_a^d \quad (5.89)$$

de tal forma que los lazos de control de la Figura 5.14 y en la Figura 5.15 quedan como sigue:

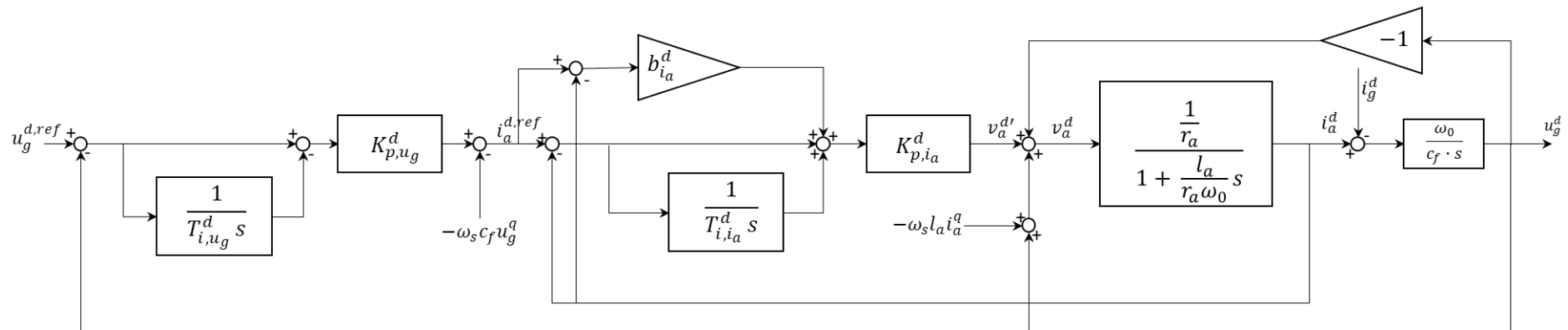


Figura 5.17. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje directo con compensación de la tensión del condensador en el lazo interno de corriente u_g^d .

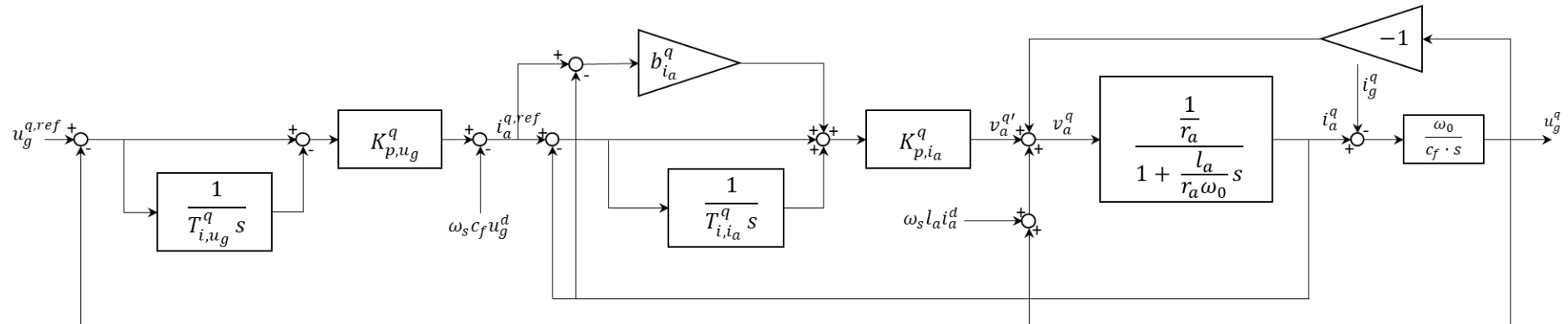


Figura 5.18. Lazo externo de control de tensión del condensador en eje transversal con compensación de la tensión del condensador en el lazo interno de corriente u_g^q .

Una vez compensado el término de la tensión se cierra el lazo interno de corriente de tal forma que se obtiene el lazo de control que se muestra en la Figura 5.16, para el que se diseñara un control PI por respuesta en frecuencia por margen de fase. La expresión de la planta en lazo abierto para la que se diseñará el control es:

$$G(s) = P_1(s) \cdot P_2(s) = \frac{K_{p,i_a}^d \frac{b_{i_a}^d \omega_0}{\omega_n l_a}}{(s + \omega_n)} \cdot \frac{\omega_0}{c_f \cdot s} \quad (5.90)$$

Se diseña un control PI para un margen de fase para el lazo externo de tensión. Las ecuaciones de diseño del control PI por margen de fase vienen dadas por la función de transferencia del control PI $C(s)$:

$$C(s) = K'_{p,u_g} \frac{1 + Is}{Is} \quad (5.91)$$

y de la planta $P(s)$, que en ese caso concreto resulta del producto de $P_1(s) \cdot P_2(s)$. Se calcula en primer lugar la frecuencia de corte ω_o para el margen de fase deseado ϕ_m , sustituyendo la variable de Laplace por $s = j\omega$:

$$C(j\omega_o) \cdot P(j\omega_o) = A_c e^{j\varphi_c} \cdot P(j\omega_o) = 1 \cdot e^{-\pi + \phi_m} \quad (5.92)$$

Una vez obtenida la frecuencia de corte, ω_o , se ajusta la constante de tiempo de la parte integral con la expresión dada por [14]:

$$\omega_o I = \frac{-1}{\tan \varphi_c} \quad (5.93)$$

donde φ_c es el retraso de fase introducido por la parte integral del control. Por último, se ajusta la ganancia del control como:

$$K_{p,u_g}^d = \frac{1}{|P(j\omega_o)|} \quad (5.94)$$

Se lleva a cabo a continuación la conversión serie paralelo, siendo el parámetro de conversión:

$$\mu = 1 + (1 - f) \cdot \frac{D}{I} \quad (5.95)$$

donde f es el factor de filtrado y D el parámetro de ajuste de la parte derivativa del control. Para el caso del control PI, ambos factores, f y D , resultan ser 0, siendo $\mu = 1$, por lo que los parámetros del control $C(s)$ paralelo son:

$$K_{p,u_g} = \mu K'_{p,u_g} \quad T_{i,u_g} = \mu I \quad (5.96)$$

5.2.4.3. Análisis del modelo lineal

Se presenta a continuación un análisis del sistema linealizado del control propuesto. El análisis de los autovalores y autovectores del sistema se presenta a continuación. Se diseña el lazo

interno de corriente con una rapidez muy elevada con el objeto de lograr que el sistema sea estable. El sistema consta de seis autovalores, 4 autovalores complejos y 2 reales:

- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_1 está asociado al flujo del filtro de conexión a la carga en eje transverso y al regulador de corriente del lazo interno en eje transverso.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_2 está asociado al flujo del filtro de conexión a la carga en eje directo, a la tensión del condensador del filtro de conexión a la carga en eje directo y al regulador del lazo interno de corriente en eje directo.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_3 está asociado al flujo del filtro de conexión a la carga en eje directo y transverso, a ambas tensiones del condensador del filtro de conexión de red en eje directo y transverso y a los reguladores de tensión de dicho filtro en ejes directo y transverso.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_4 está asociado a la fuente de ideal de corriente que simula el generador eólico y al control de tensión del condensador del bus de continua.
- La pareja de autovalores reales λ_5 y λ_6 está asociada a los reguladores de tensión del condensador del filtro de conexión a la carga en ejes directo y transverso.

Observando el amortiguamiento de los autovalores complejos conjugados se observa que el sistema presenta un buen amortiguamiento gracias al diseño del control implementado por respuesta en frecuencia.

Autovalor	Real	Imaginaria	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
λ_1	-3511.36	7076.09	44.45	1257.23
λ_2	-2520.99	6696.06	35.23	1138.73
λ_3	-3757.18	5.78	100.00	0.92
λ_4	-3.50	3.57	70.00	0.568
λ_5	-1272.92	-	100.00	-
λ_6	-1032.95	-	100.00	-

Tabla 5.3. Autovalores asociados al control del convertidor del lado de red con diseño por respuesta en frecuencia.

Las participaciones del sistema son:

Variable	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
ψ_a^d	0.02	0.59	1.82	0.00	0.01	0.00
ψ_a^q	0.60	0.02	0.63	0.00	0.00	0.01
u_g^d	0.02	0.59	0.18	0.00	0.16	0.00
u_g^q	0.55	0.02	0.17	0.00	0.00	0.11
x_a^d	0.01	0.33	2.32	0.00	0.08	0.00
x_a^q	0.31	0.01	3.47	0.00	0.00	0.11
x_{ug}^d	0.00	0.08	0.51	0.00	1.25	0.00
x_{ug}^q	0.06	0.00	0.47	0.00	0.00	1.21
u_{dc}	0.00	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00
$x_{u_{dc}}$	0.00	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00

Tabla 5.4. Participaciones asociadas al control del convertidor del lado de red con diseño por respuesta en frecuencia.

5.2.4.4. Análisis de la respuesta en frecuencia

El diagrama de Nichols de la función de transferencia del lazo de externo de tensión dado por la Figura 5.17 y por la Figura 5.18 es:

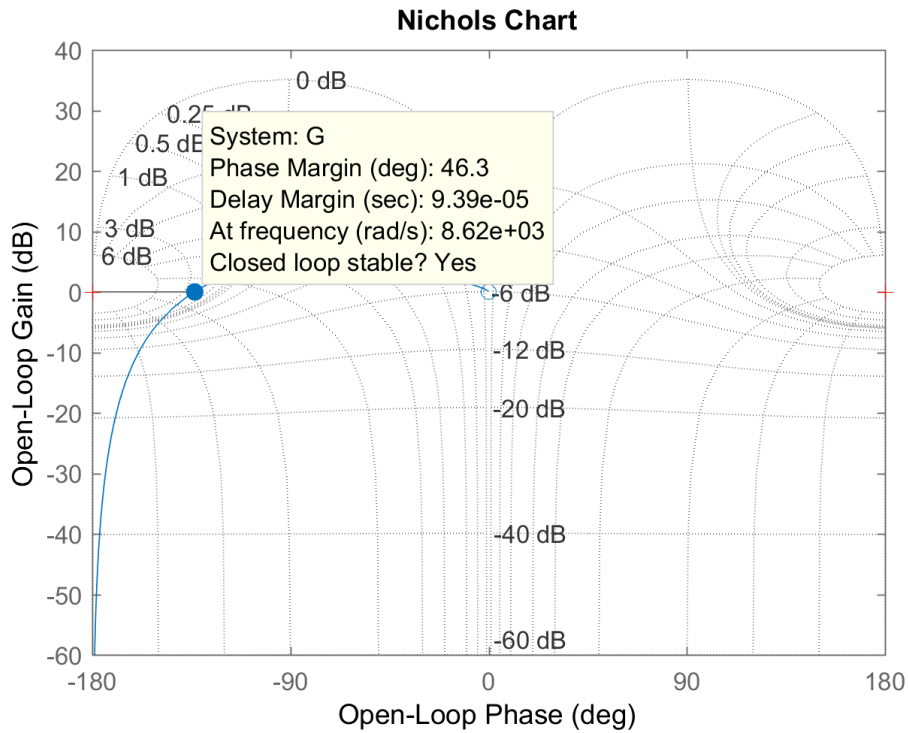


Figura 5.19. Diagrama de nichols con los límites de estabilidad del sistema y el margen de fase.

La respuesta temporal del sistema a un escalón unitario en la referencia de tensión:

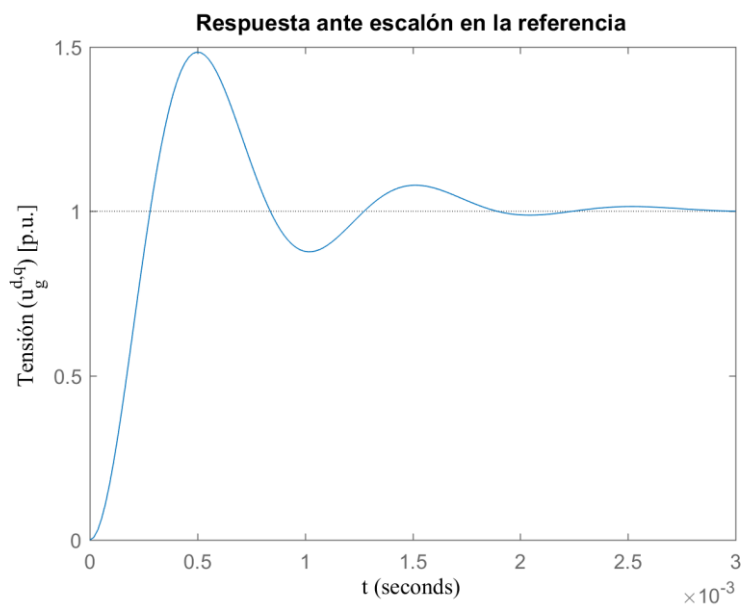


Figura 5.20. Respuesta temporal ante escalón en la referencia.

5.2.4.5. Simulación de la respuesta temporal

Se presenta a continuación la simulación de la respuesta temporal ante una perturbación, un incremento en la demanda de la carga de valor 0.1 p.u., hasta los 0.7 p.u. de potencia activa demandada:

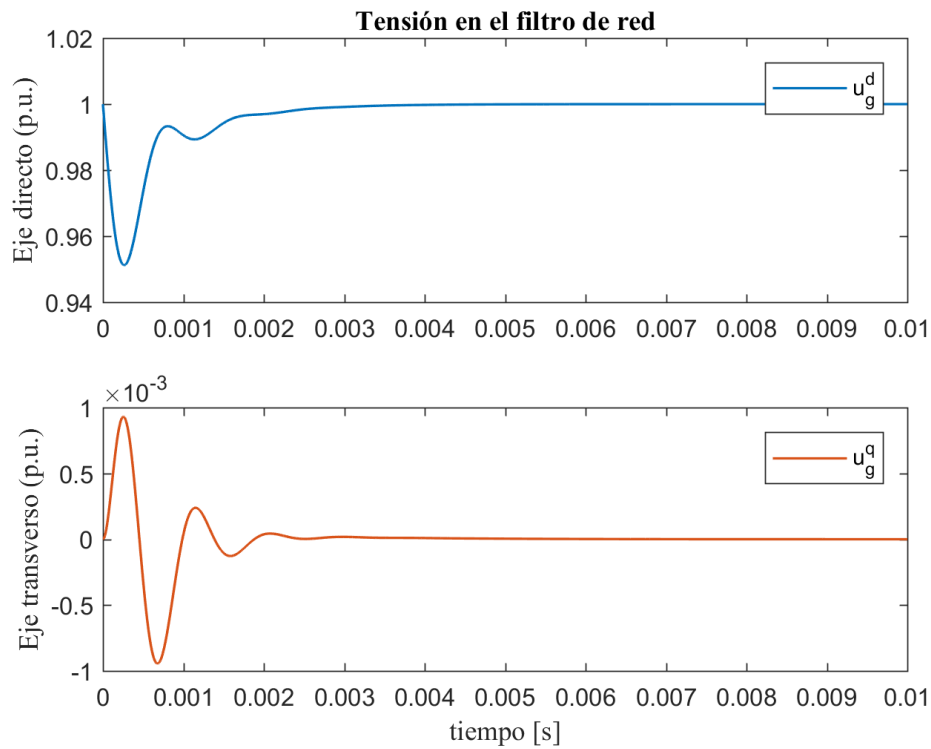


Figura 5.21. Tensión en eje directo y eje transversal del filtro de conexión de red.

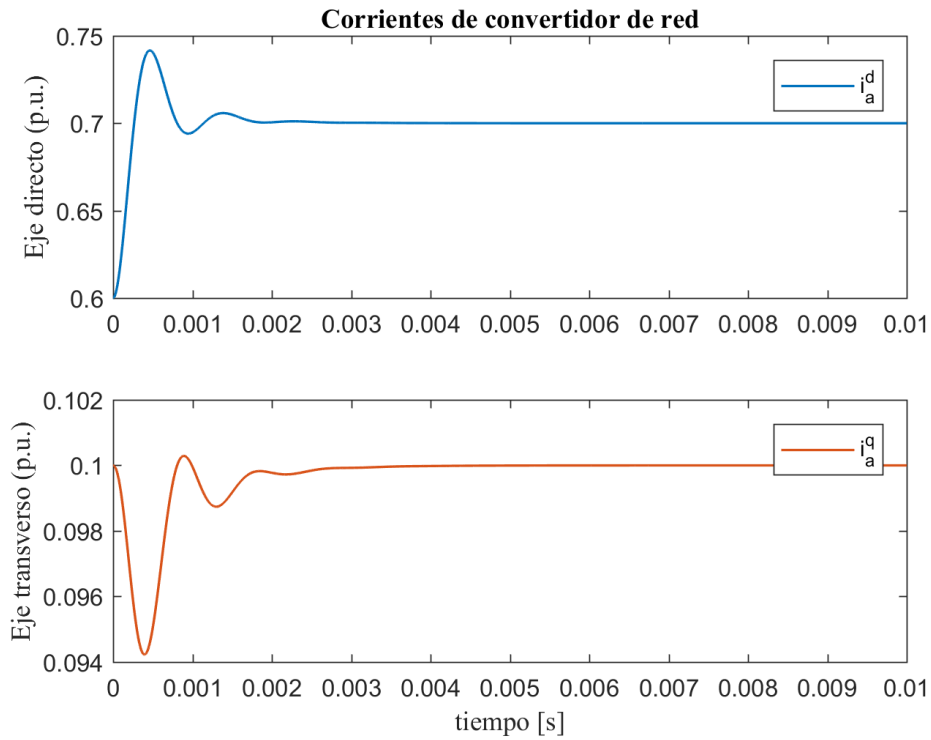


Figura 5.22. Corrientes inyectadas por el convertidor de red.

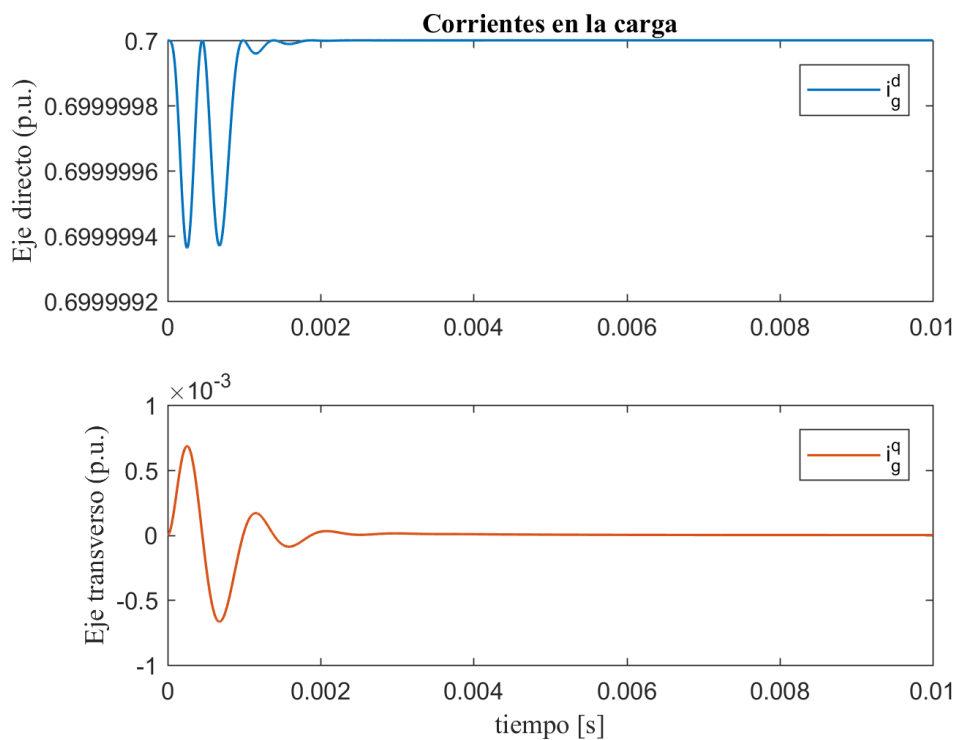


Figura 5.23. Corrientes en la carga,

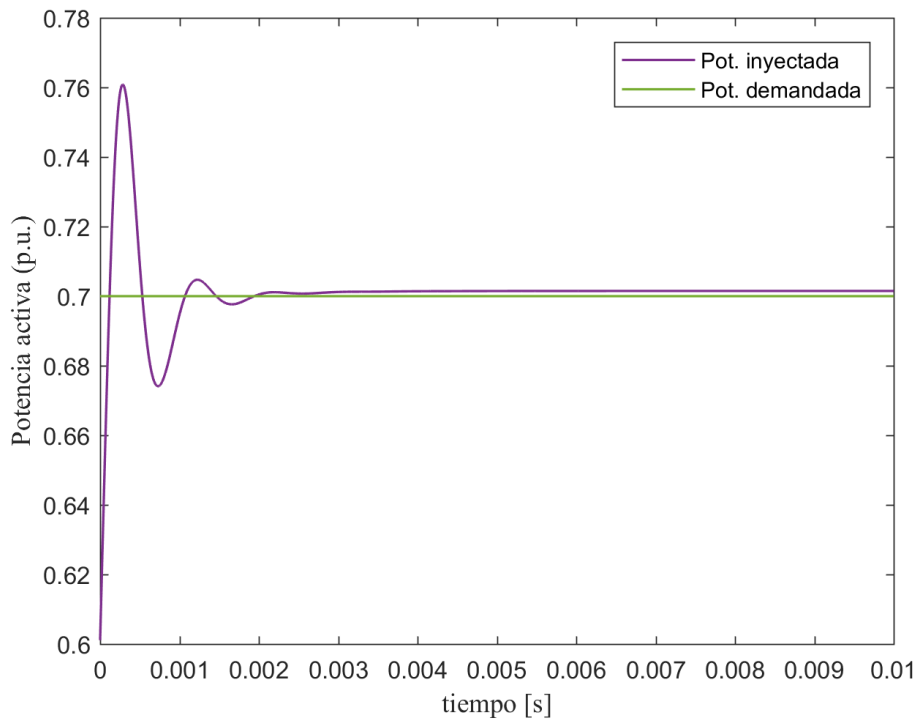


Figura 5.24. Potencia inyectada por el convertidor versus potencia demandada por la carga.

Se puede observar en la Figura 5.21 la rapidez del control en la respuesta en combinación con un sobrepaso reducido, lo que garantiza la calidad de la referencia de tensión en módulo y frecuencia, los objetivos del control en modalidad *grid-forming*.

En la Figura 5.24, se observa la potencia demanda por la carga (el escalón) y la potencia suministrada por el generador, siendo la pequeña diferencia entre ambas la potencia disipada en la resistencia del filtro de conexión a la carga.

Capítulo 6. Generador síncrono de imanes permanentes. Control del convertidor de lado máquina

Este capítulo discute el modelo detallado del generador síncrono multipolar de imanes permanentes. La Sección 6.1 presenta el modelo detallado no lineal y método de ajuste de los reguladores. La Sección 6.2 presenta el modelo del condensador del bus de corriente continua. La Sección 6.3 detalla el modelo de la turbina eólica.

6.1. Modelo no lineal

6.1.1. Modelo de la máquina síncrona de imanes permanentes

El modelo no lineal de la máquina síncrona de imanes permanentes comprende dos componentes: el modelo electromagnético de la máquina de síncrona de imanes permanentes y el modelo electromecánico.

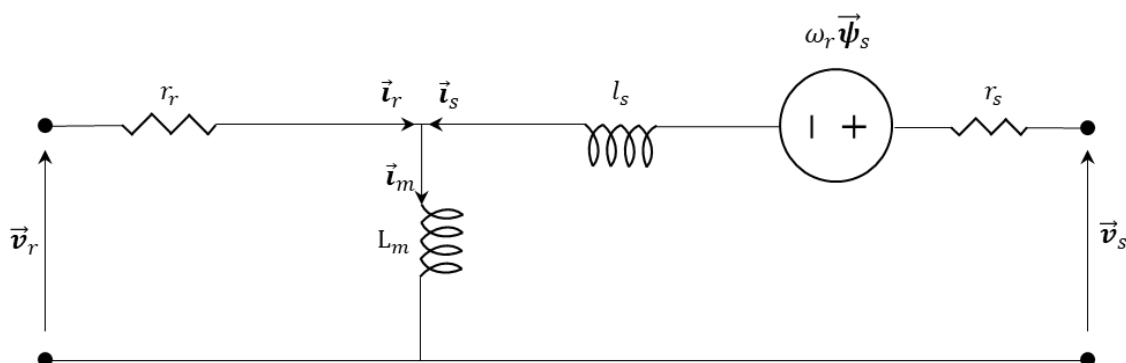


Figura 6.1. Circuito equivalente en ejes dq de la máquina síncrona multipolar de imanes permanentes.

El modelo electromagnético de la máquina síncrona en ejes directo y transverso con relación a unos ejes que giran a la velocidad de sincronismo viene dado por las ecuaciones en forma compleja:

$$\vec{v}_s = r_s \vec{i}_s + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \vec{\psi}_s}{\partial t} + j \omega_r \vec{\psi}_s \quad (6.1)$$

$$\vec{v}_r = r_r \vec{i}_r + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \vec{\psi}_r}{\partial t} \quad (6.2)$$

donde:

$$\begin{bmatrix} \vec{\psi}_s \\ \vec{\psi}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_m \\ L_m & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_s \\ \vec{i}_r \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

siendo:

$\vec{v}_s = v_s^d + jv_s^q$ es la tensión de estátor

$\vec{v}_r = v_r^d + jv_r^q$ es la tensión de rotor

$\vec{i}_s = i_s^d + ji_s^q$ es la corriente de estátor

$\vec{i}_r = i_r^d + ji_r^q$ es la corriente de rotor

$\vec{\psi}_s = \psi_s^d + j\psi_s^q$ es el flujo del estátor

$\vec{\psi}_r = \psi_r^d + j\psi_r^q$ es el flujo del rotor

ω_0 es la velocidad angular base en radianes eléctricos por segundo, que viene definida como $\omega_0 = 2\pi f$, siendo $f = 50$ Hz.

ω_r es la velocidad angular mecánica del rotor de la máquina síncrona, en magnitudes unitarias coincide con la velocidad de giro del campo del estátor

p son los pares de polos de la máquina síncrona de imanes permanentes

v_s^d y v_s^q son las componentes de la tensión del estátor en ejes directo y transverso

v_r^d y v_r^q son las componentes de la tensión del rotor en ejes directo y transverso

i_s^d y i_s^q son las componentes de la corriente del estátor en ejes directo y transverso

i_r^d y i_r^q son las componentes de la corriente del rotor en ejes directo y transverso

ψ_s^d y ψ_s^q son las componentes del flujo de estátor en ejes directo y transverso

ψ_r^d y ψ_r^q son las componentes del flujo de rotor en ejes directo y transverso

r_s y r_r son las resistencias de estátor y de rotor respectivamente

$\mathbf{R}_s = \begin{bmatrix} r_s & 0 \\ 0 & r_s \end{bmatrix}$ es la matriz de resistencias del estátor

$\mathbf{R}_r = \begin{bmatrix} r_r & 0 \\ 0 & r_r \end{bmatrix}$ es la matriz de resistencias del estátor

l_s es la inductancia de dispersión del estátor

l_{md} es la inductancia de magnetización en eje directo

l_{mq} es la inductancia de magnetización en eje transverso

$l_{ss}^d = l_{md} + l_s$ es la inductancia propia de estátor en eje directo

$l_{ss}^q = l_{md} + l_s$ es la inductancia propia de estátor en eje transverso

$l_{rr} = l_{md} + l_r$ es la inductancia de rotor propia en eje directo

$\mathbf{L}_{ss} = \begin{bmatrix} l_{ss}^d & 0 \\ 0 & l_{ss}^q \end{bmatrix}$ es la matriz de inductancias propias de estátor

$\mathbf{L}_m = \begin{bmatrix} l_{md} & 0 \\ 0 & l_{mq} \end{bmatrix}$ es la matriz de inductancias de magnetización

$\mathbf{J}_{\frac{\pi}{2}} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$ es la matriz de giro particularizada para un ángulo de $\frac{\pi}{2}$

Escribiendo las ecuaciones dadas por (6.33) y (6.2) en forma rectangular y considerando un sistema de referencia que gira a la velocidad de sincronismo orientado según su eje directo con el flujo total de rotor ψ_r^d :

$$\begin{bmatrix} v_s^d \\ v_s^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^d \\ i_s^q \end{bmatrix} + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} + \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

$$v_r^d = r_r i_r^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_r^d}{\partial t} \quad (6.5)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{ss}^d & 0 \\ 0 & l_{ss}^q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^d \\ i_s^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{md} & 0 \\ 0 & l_{mq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_r^d \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

$$\psi_r^d = l_{rr} i_r^d + l_{md} i_r^d \quad (6.7)$$

El modelo electromecánico viene dado por la ecuación:

$$2H \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = t_m - t_e + b \omega_r \quad (6.8)$$

donde:

H es la inercia del rotor de la máquina síncrona

t_m es el par mecánico

t_e es el par electromagnético

b es el coeficiente de fricción

El par mecánico viene dado por el producto de la corriente por el flujo conjugado:

$$\begin{aligned} t_e &= \text{Im}\{\vec{i}_s \cdot \vec{\psi}_s^*\} = \text{Im}\{(i_s^d + j i_s^q) \cdot (\psi_s^d - j \psi_s^q)\} \\ &= \text{Im}\{i_s^q \psi_s^q + i_s^d \psi_s^d + j(i_s^q \psi_s^d - i_s^d \psi_s^q)\} \\ &= (-i_s^d i_s^q l_{ss}^q + i_s^q \cdot (l_{ss}^d i_s^d + l_{md} i_r^d)) = (l_{ss}^d - l_{ss}^q) \cdot i_s^d i_s^q + l_{md} i_r^d i_s^q \end{aligned} \quad (6.9)$$

y asumiendo una estrategia de control, esto es, tal que la componente en eje d correspondiente a la corriente de excitación de estátor, i_s^d , sea nula, para hacer nulo el término correspondiente al par de reluctancia, la expresión dada por (6.9) queda:

$$t_e = (i_s^d \psi_s^q + i_s^q \psi_s^d) = l_{md} i_r^d i_s^q \quad (6.10)$$

6.1.2. Control de las corrientes del convertidor del lado de máquina

El control del convertidor electrónico del estátor determina las tensiones a aplicar por el convertidor al estátor mismo del generador síncrono de imanes permanentes. Si se considera un sistema de referencia solidario al flujo de rotor, cuyo eje directo esté orientado en la dirección del flujo total de rotor, el control de las corrientes del estátor se basa en:

1. **Corriente de excitación de estátor nula.** La corriente de excitación del estátor, que se corresponde con la corriente en eje directo i_s^d , se hace nula con el objetivo de anular el término correspondiente al par de reluctancia.
2. **Corriente de par.** La corriente de estátor en eje transverso, i_s^q , controla el par de la máquina síncrona.

A partir de las expresiones dadas por las ecuaciones (6.4) a (6.7), se pueden obtener las dinámicas de las corrientes en eje directo y transverso de forma desacoplada. Así, en primer lugar, se definen unas variables auxiliares v_s^d : y v_s^q , tal que:

$$v_s^d = r_s i_s^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^d}{\partial t} - \omega_r \psi_s^q = v_s^{d'} - \omega_r \psi_s^q \quad (6.11)$$

$$v_s^q = r_s i_s^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^q}{\partial t} + \omega_r \psi_s^d = v_s^{q'} + \omega_r \psi_s^d \quad (6.12)$$

de tal forma que permite llevar a cabo el desacoplo de las dinámicas:

$$v_s^{d'} = r_s i_s^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^d}{\partial t} \quad (6.13)$$

$$v_s^{q'} = r_s i_s^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^q}{\partial t} \quad (6.14)$$

y sustituyendo en (6.13) y (6.14), las expresiones de los flujos de estátor en ejes directo y transverso en función de las corrientes de estátor y de rotor, se tienen las expresiones de las dinámicas de las corrientes de rotor desacopladas:

$$\begin{aligned} v_s^{d'} &= r_s i_s^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^d}{\partial t} = r_s i_s^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \left((l_{md} + l_s) \cdot i_s^d + l_{md} \cdot i_r^d \right) \\ &= r_s i_s^d + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} (l_{ss}^d \cdot i_s^d) \end{aligned} \quad (6.15)$$

$$v_s^{q'} = r_s i_s^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_s^q}{\partial t} = r_s i_s^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \left((l_{mq} + l_s) \cdot i_s^q \right) = r_s i_s^q + \frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} (l_{ss}^q \cdot i_s^q) \quad (6.16)$$

Expresando las ecuaciones (6.16) y (6.33) en el dominio de Laplace, en forma de función de transferencia, se obtienen las expresiones dadas por:

$$\frac{i_s^d(s)}{v_s^{d'}(s)} = \frac{1}{r_s + \frac{l_{ss}^d}{\omega_0} s} = \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \frac{l_{ss}^d}{r_s \omega_0} s} \quad (6.17)$$

$$\frac{i_s^q(s)}{v_s^{q'}(s)} = \frac{1}{r_s + \frac{l_{ss}^q}{\omega_0} s} = \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \frac{l_{ss}^q}{r_s \omega_0} s} \quad (6.18)$$

Se diseñan a continuación los controles para las corrientes en eje directo y en eje transverso para las funciones de transferencia dadas por (6.17) y (6.33), según los lazos de control que se muestran a continuación en la Figura 6.2 y en la Figura 6.3.

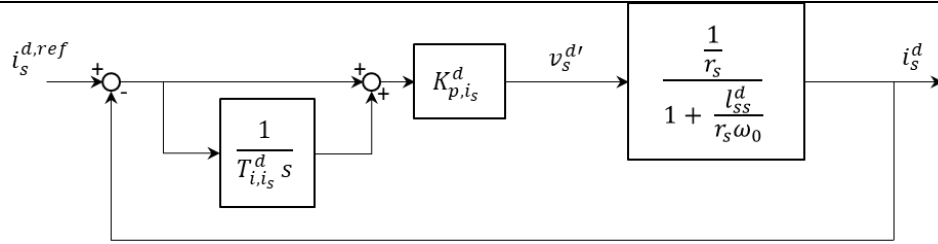


Figura 6.2. Lazo de control de la componente en eje directo de la corriente de estátor i_s^d .

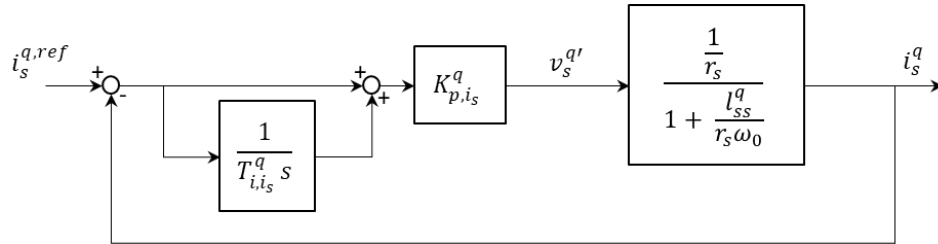


Figura 6.3. Lazo de control de la componente en eje transverso de la corriente de estátor i_s^q .

Volviendo sobre las ecuaciones (6.12) y (6.13), y sustituyendo las variables auxiliares por las ecuaciones de los reguladores PI diseñados, se obtienen las siguientes expresiones:

$$v_s^d = v_s^{d'} - \omega_r \psi_s^q = v_s^{d'} - \omega_r (l_{mq} + l_s) i_s^q = v_s^{d'} - \omega_r l_{ss}^q i_s^q \quad (6.19)$$

$$\begin{aligned} v_s^q &= v_s^{q'} + \omega_r \psi_s^d = v_s^{q'} + \omega_r (l_{md} + l_s) i_s^d + l_{md} i_r^d \\ &= v_s^{q'} + \omega_r (l_{ss}^d i_s^d + l_{md} i_r^d) \end{aligned} \quad (6.20)$$

siendo las ecuaciones de los reguladores PI en los ejes directo y transverso:

$$v_s^{d'} = K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s} \right) \cdot (i_s^{d,ref} - i_s^d) \quad (6.21)$$

$$v_s^{q'} = K_{p,i_s}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^q s} \right) \cdot (i_s^{q,ref} - i_s^q) \quad (6.22)$$

y, considerando los términos de desacoplo en eje directo:

$$v_s^d = K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s} \right) \cdot (i_s^{d,ref} - i_s^d) - \omega_r l_{ss}^q i_s^q \quad (6.23)$$

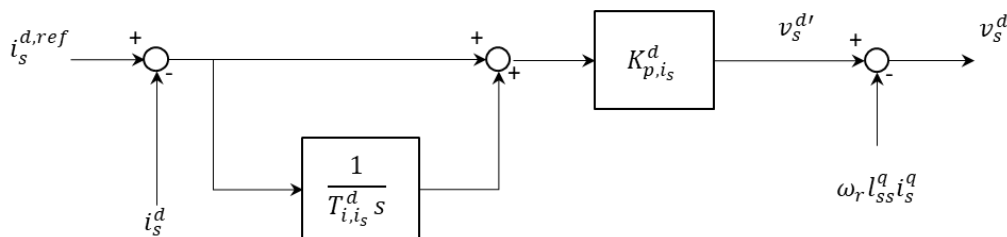


Figura 6.4. Esquema de control del regulador de corriente en eje directo i_s^d con términos de desacoplo.

$$v_s^q = K_{p,i_s}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^q s} \right) \cdot (i_s^{q,ref} - i_s^q) + \omega_r (l_{ss}^d i_s^d + l_{md} i_r^d) \quad (6.24)$$

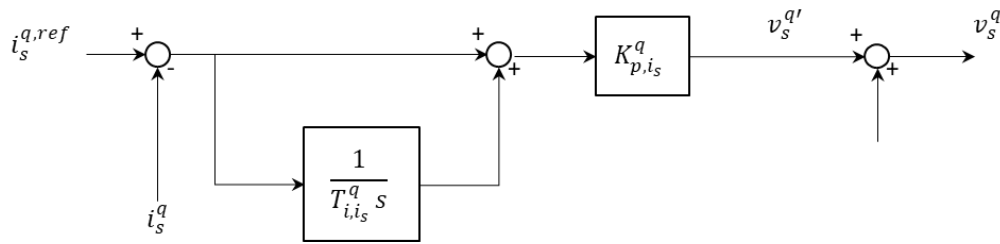


Figura 6.5. Esquema de control del regulador de corriente en eje transverso i_s^q con términos de desacoplo.

6.1.3. Diseño y ajuste de los reguladores PI del control del convertidor del lado máquina

El diseño y ajuste de los reguladores PI para controlar las corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes se lleva a cabo mediante la técnica de asignación de polos de tal forma que se fijan la frecuencia natural, ω_n y el amortiguamiento, ζ , del sistema de segundo orden resultante. Las ecuaciones para el ajuste de los parámetros del control proporcional integral vienen dadas por la función de transferencia del sistema en lazo cerrado:

$$\frac{i_s^d(s)}{v_s^{d'}(s)} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} \quad (6.25)$$

donde $C(s)$ es el control proporcional integral dado por las ecuaciones (6.21) y (6.22), y donde $P(s)$ es la función de transferencia de la planta, que viene dada por la ecuación (6.17) y (6.18). De esta forma, se llega a la expresión:

$$\begin{aligned}
 \frac{i_s^d(s)}{v_s^{d'}(s)} &= \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} = \frac{K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s}\right) \cdot \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \frac{l_{ss}^d}{r_s \omega_0} s}}{1 + K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s}\right) \cdot \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \frac{l_{ss}^d}{r_s \omega_0} s}} \\
 &= \frac{K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s}\right)}{r_s \left(1 + \frac{l_{ss}^d}{r_s \omega_0} s\right) + K_{p,i_s}^d \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^d s}\right)} \quad (6.26) \\
 &= \frac{K_{p,i_s}^d (T_{i,i_s}^d s + 1)}{r_s T_{i,i_s}^d s \left(1 + \frac{l_{ss}^d}{r_s \omega_0} s\right) + K_{p,i_s}^d (T_{i,i_s}^d s + 1)} \\
 &= \frac{K_{p,i_s}^d (T_{i,i_s}^d s + 1)}{\frac{l_{ss}^d T_{i,i_s}^d}{\omega_0} s^2 + T_{i,i_s}^d (r_s + K_{p,i_s}^d) s + K_{p,i_s}^d} \\
 &= \frac{K_{p,i_s}^d (T_{i,i_s}^d s + 1) \frac{\omega_0}{l_{ss}^d}}{s^2 + (r_s + K_{p,i_s}^d) \frac{\omega_0}{l_{ss}^d} s + \frac{K_{p,i_s}^d \omega_0}{l_{ss}^d T_{i,i_s}^d}}
 \end{aligned}$$

e igualando la ecuación anterior con la función de transferencia correspondiente a un sistema de segundo orden, tal que:

$$G(s) = \frac{K_p}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (6.27)$$

Identificando término a término se obtienen las siguientes identidades que permiten despejar los parámetros del control PI:

$$\omega_n^2 = \frac{K_{p,i_s}^d \omega_0}{l_{ss}^d T_{i,i_s}^d} \quad (6.28)$$

$$2\zeta\omega_n = (r_s + K_{p,i_s}^d) \frac{\omega_0}{l_{ss}^d} \quad (6.29)$$

Despejando los parámetros del control para un amortiguamiento y una frecuencia deseadas para el control de la corriente de estator en eje directo, i_s^d , son:

$$K_{p,i_s}^d = 2\zeta\omega_n \frac{l_{ss}^d}{\omega_0} - r_s \quad (6.30)$$

$$T_{i,i_s}^d = \frac{K_{p,i_s}^d \omega_0}{l_{ss}^d \omega_n^2} = \frac{\left(2\zeta\omega_n \frac{l_{ss}^d}{\omega_0} - r_s\right) \omega_0}{l_{ss}^d \omega_n^2} \quad (6.31)$$

Análogamente, los parámetros del control para un amortiguamiento y una frecuencia deseadas para el control de la corriente de estator en eje transversal, i_s^q , son:

$$K_{p,i_s}^q = 2\zeta\omega_n \frac{l_{ss}^q}{\omega_0} - r_s \quad (6.32)$$

$$T_{i,i_s}^q = \frac{K_{p,i_s}^q \omega_0}{l_{ss}^q \omega_n^2} = \frac{\left(2\zeta\omega_n \frac{l_{ss}^q}{\omega_0} - r_s\right) \omega_0}{l_{ss}^q \omega_n^2} \quad (6.33)$$

6.2. Modelo del condensador de acoplamiento de los convertidores del lado generador y del lado de red

El modelo del condensador del bus de corriente continua que une ambos convertidores viene dado por la ecuación de balance de energía en el condensador:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2}C \frac{\partial v_c^2(t)}{\partial t} &= p_a - p_s = \text{Re}\{\bar{\mathbf{v}}_s \cdot \bar{\mathbf{i}}_s^*\} - \text{Re}\{\bar{\mathbf{v}}_a \cdot \bar{\mathbf{i}}_a^*\} \\ &= (v_s^d \cdot i_s^d + v_s^q \cdot i_s^q) - (v_a^d \cdot i_a^d + v_a^q \cdot i_a^q) \end{aligned} \quad (6.34)$$

donde:

p_s es la potencia activa que llega desde el estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes al convertidor electrónico del estátor (lado máquina)

p_a es la potencia activa que inyectada por el convertidor de lado de red en la red o en la carga dependiendo de la modalidad de funcionamiento

C es la capacidad del condensador del bus de corriente continua

v_c^2 es la tensión al cuadrado del condensador, la variable que se pretende controlar

6.2.1. Control del condensador de acoplamiento de los convertidores del lado máquina y del lado de red

Para llevar a cabo el control de tensión del condensador del bus de corriente continua en modalidad *grid-forming*, se diseña un control proporcional integral utilizando el siguiente esquema de control para el ajuste de reguladores:

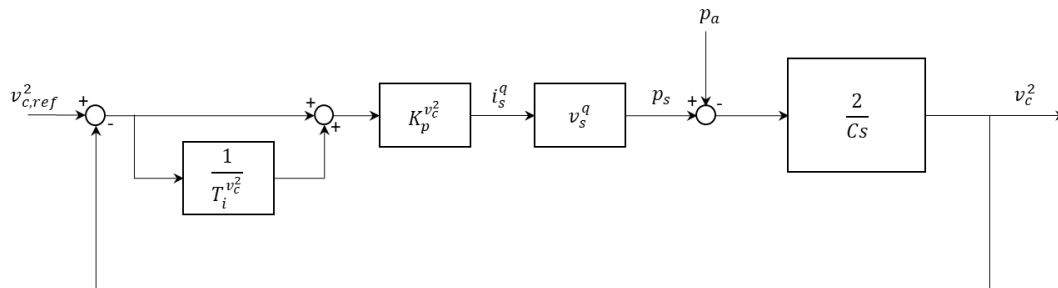


Figura 6.6. Lazo de control de la tensión del condensador de corriente continua v_c^2 .

La función de transferencia a controlar viene dada por la expresión:

$$\frac{v_c^2(s)}{i_s^{q,ref}(s)} = -v_s^q \frac{2}{C \cdot s} \quad (6.35)$$

La ecuación del regulador del condensador de acoplamiento en corriente continua es:

$$i_s^{q,ref} = K_p v_c^2 \left(1 + \frac{1}{T_i v_c^2 s} \right) \cdot (v_c^{2,ref} - v_c^2) \quad (6.36)$$

El ajuste del control PI para dicha planta se lleva a cabo por asignación de polos, utilizando la función de transferencia en lazo cerrado dada por la expresión:

$$\frac{v_c^2(s)}{i_s^{q,ref}(s)} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} \quad (6.37)$$

donde $C(s)$ se corresponde la ecuación del control dado por (6.36) y $P(s)$ es la planta a controlar dada por la ecuación (6.35). Sustituyendo cada término en (6.37) se tiene:

$$\frac{v_c^2(s)}{i_s^{q,ref}(s)} = \frac{C(s)P(s)}{1 + C(s)P(s)} = \frac{K_p v_c^2 \left(1 + \frac{1}{T_i v_c^2 s} \right) \cdot -v_s^q \frac{2}{Cs}}{1 + K_p v_c^2 \left(1 + \frac{1}{T_i v_c^2 s} \right) \cdot -v_s^q \frac{2}{Cs}} \quad (6.38)$$

6.3. Turbina eólica y control del ángulo de *pitch*

En esta sección se presenta el modelo de turbina de velocidad variable empleado y el control del ángulo de *pitch*.

6.3.1. Modelo de turbina eólica

El modelo de turbina eólica utilizado se basa en una turbina eólica de velocidad variable con control del ángulo de *pitch* para operar en un amplio rango de velocidades de viento de tal forma que se pueda extraer la mayor potencia disponible del mismo en caso de que la carga así lo demande. Este tipo de turbinas permiten que el Operador del Sistema disponga del recurso eólico con suficiente estabilidad como para que el parque en cuestión logre arrancar en negro y ser operado en modo isla reduciendo su exposición a la velocidad del viento en ese momento.

La potencia mecánica extraída del viento viene dada por la ecuación:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_{viento}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (6.39)$$

donde:

ρ es la densidad del aire

A es el área barrida por la turbina eólica

v_{viento} es la velocidad del viento

$C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia de la turbina eólica

λ es el coeficiente de velocidades en punta de pala dado por la relación de velocidades

β es el ángulo de pitch de la turbina

El coeficiente de potencia viene dado por la expresión [10]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \quad (6.40)$$

siendo λ_i :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (6.41)$$

y λ el coeficiente de velocidad en punta de pala:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_0}{v_{viento}} \quad (6.42)$$

El par mecánico extraído del viento será por tanto:

$$t_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (6.43)$$

6.3.2. Control de la turbina eólica

El diseño del control de la turbina eólica se basa en un control del ángulo de pitch que permite extraer la potencia mecánica del viento necesaria de tal forma que en régimen permanente se produzca el equilibrio generación-demanda siempre que se den las condiciones de existencia de suficiente recurso eólico. El control del ángulo de pitch se ilustra a continuación según [11] incluyendo el mando al servomecanismo encargado de fijar dicho ángulo:

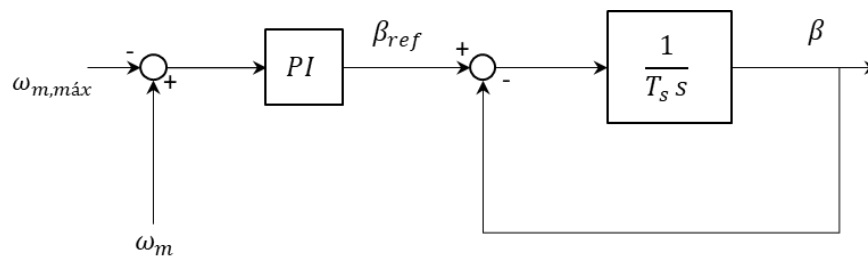


Figura 6.7. Esquema de control genérico del ángulo de pitch.

El objetivo del control del pitch es garantizar el equilibrio generación demanda utilizando las propiedades mecánicas y aerodinámicas de aerogenerador dentro de los límites de estabilidad. En modalidad *grid-forming*, es la carga la que fija la potencia que ha de generar la turbina eólica, para una velocidad de viento dada, lo que se traduce en que el par mecánico y el par electromagnético han de ser iguales en régimen permanente en virtud de la ecuación (6.10) para que el sistema sea estable. El control del ángulo de pitch pretende garantizar la estabilidad del sistema mediante el control del equilibrio generación demanda antes variaciones en la carga,

controlando el ángulo de pitch para que a la velocidad de viento dada en ese momento el par mecánico extraído del viento sea igual al par electromagnético, por contraposición a la modalidad de *grid-feeding* en la que se busca maximizar el par mecánico extraído del viento para cualquier velocidad de este.

Mediante el control de velocidad utilizando el ángulo de pitch se consigue que el par mecánico y el par electromagnético sean iguales en régimen permanente, garantizando la estabilidad del sistema sin superar en ningún momento la velocidad mecánica máxima de la máquina. Así, un incremento en la potencia demandada por la carga, P_g , se traducirá en una reducción de la velocidad del rotor y el control del pitch, dentro de los límites de estabilidad modificará dicho ángulo para que el par mecánico se iguale al par electromagnético, y viceversa, si la carga disminuye el control del pitch actuará para reducir la potencia mecánica extraída del viento.

La curva característica de potencia mecánica extraída del viento frente a la velocidad de giro de la turbina se presenta a continuación para distintas velocidades de viento y para el ángulo mínimo de pitch. Nótese la curva ABC en rojo, indicando la máxima potencia mecánica extraíble del viento para toda velocidad mecánica y para todo el rango de velocidades. Asumiendo que la velocidad nominal de viento de la turbina es de 10 m/s y la velocidad mecánica máxima de la turbina en magnitudes por unidad es de 1.1 p.u.:

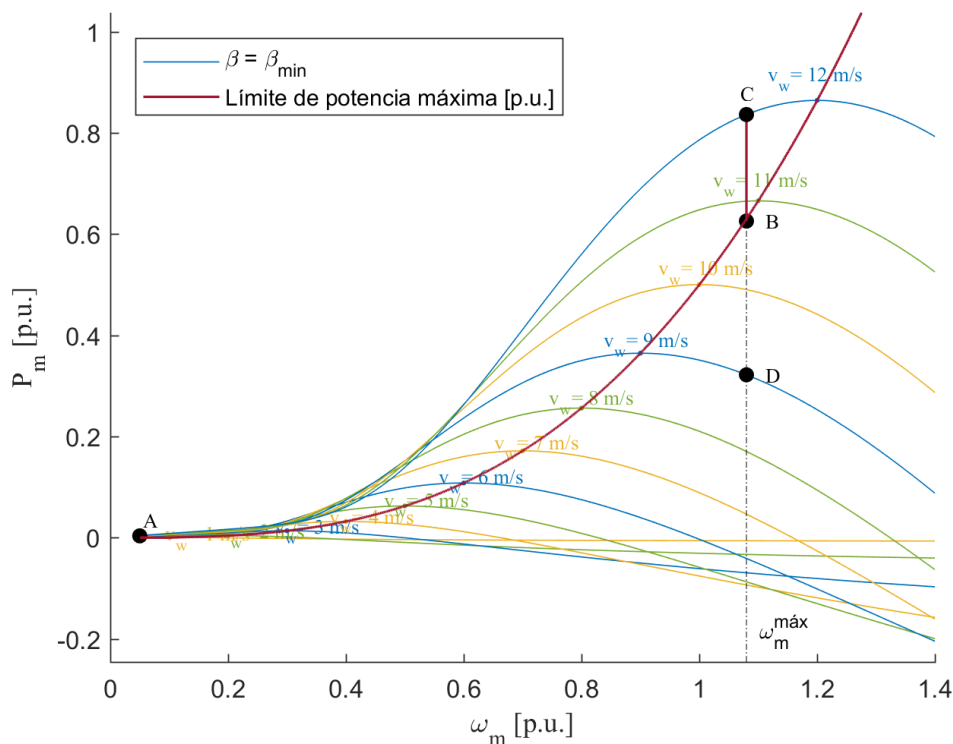


Figura 6.8. Curva de velocidad de la turbina vs. potencia mecánica.

En el momento de modificar el control del pitch debido a un cambio en el consumo de la carga, las condiciones de viento que se den en ese momento determinarán la actuación del control en una de las dos posibilidades que se describen a continuación [12]:

- Para una velocidad del viento inferior a la nominal, si la máquina se encuentra en el punto de operación D, con la turbina en su límite de velocidad y se produce un escalón en la carga que aumenta la potencia demandada, este escalón provocará una reducción de la velocidad de giro de la máquina. Dicha reducción de la velocidad de giro supondrá moverse por la curva de velocidad de viento de 9 m/s hacia la izquierda, que, por las propiedades aerodinámicas de la turbina aumentará la potencia mecánica extraída del viento, logrando alcanzar el equilibrio generación demanda.
- Para una velocidad de viento superior a la velocidad nominal, si el ángulo de pitch β es mayor que el ángulo de pitch mínimo, esto es, $\beta_{min} = 0$, el control reducirá el ángulo de pitch hasta 0 saturándose en el punto de corte de la curva de potencia para la velocidad del viento dada en ese instante con el segmento CD.

Si la carga sigue aumentando y el aerogenerador ha alcanzado el límite de potencia extraíble del viento, el sistema se vuelve inestable puesto que un aumento de la carga reduce la velocidad de la turbina eólica, y dicha reducción de la velocidad reduce a su vez la potencia mecánica extraída del viento. Habrá de implementarse algún tipo de mecanismo de deslastre de cargas que frene la reducción de velocidad del aerogenerador.

6.4. Resumen de las ecuaciones diferenciales y algebraicas

Se presenta a continuación el resumen de las ecuaciones de diferenciales y algebraicas en forma de espacio de estado:

1. Estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_s^d \\ v_s^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^d \\ i_s^q \end{bmatrix} - \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} \quad (6.44)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_s^d \\ \psi_s^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{ss}^d & 0 \\ 0 & l_{ss}^q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^d \\ i_s^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{md} & 0 \\ 0 & l_{mq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_r^d \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.45)$$

2. Rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{\partial \psi_r^d}{\partial t} = v_r^d - r_r i_r^d \quad (6.46)$$

$$\psi_r^d = l_{rr} i_r^d + l_{md} i_s^d \quad (6.47)$$

3. Dinámica del rotor:

$$2H \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = t_m - t_e + b \omega_r \quad (6.48)$$

4. Balance de energía en el condensador:

$$\frac{1}{2} C \frac{\partial v_c^2}{\partial t} = (v_s^d \cdot i_s^d + v_s^q \cdot i_s^q) - (v_a^d \cdot i_a^d + v_a^q \cdot i_a^q) \quad (6.49)$$

5. Control del convertidor de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes:

$$v_s^{d'} = K_{p,i_s}^d \cdot (i_s^{d,ref} - i_s^d) + x_{i_s}^d \quad (6.50)$$

$$\frac{\partial x_{i_s}^d}{\partial t} = \frac{K_{p,i_s}^d}{T_{i,i_s}^d} (i_s^{d,ref} - i_s^d) \quad (6.51)$$

$$v_s^d = v_s^{d'} - \omega_r l_{ss}^q i_s^q \quad (6.52)$$

$$v_s^{q'} = K_{p,i_s}^q \left(1 + \frac{1}{T_{i,i_s}^q} \right) \cdot (i_s^{q,ref} - i_s^q) + x_{i_s}^q \quad (6.53)$$

$$\frac{\partial x_{i_s}^q}{\partial t} = \frac{K_{p,i_s}^q}{T_{i,i_s}^q} (i_s^{q,ref} - i_s^q) \quad (6.54)$$

$$v_s^q = v_s^{q'} + \omega_r (l_{ss}^d i_s^d + l_{md} i_r^d) \quad (6.55)$$

$$i_s^{q,ref} = K_p^{v_c^2} \cdot (v_c^{2,ref} - v_c^2) + x_{v_c^2} \quad (6.56)$$

$$\frac{\partial x_{v_c^2}}{\partial t} = \frac{K_p^{v_c^2}}{T_i^{v_c^2}} (v_c^{2,ref} - v_c^2) \quad (6.57)$$

$$\beta_{ref} = K_{p,\beta} \cdot (\omega_m - \omega_{max}) + x_\beta \quad (6.58)$$

$$\frac{\partial x_\beta}{\partial t} = \frac{K_{p,\beta}}{T_i^\beta} (\omega_m - \omega_{max}) \quad (6.59)$$

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = \frac{1}{T_{servo}} \cdot (\beta_{ref} - \beta) \quad (6.60)$$

siendo las variables de estado:

$$\dot{\vec{x}} = \left[\psi_s^d \ \psi_s^q \ \psi_r^d \ \omega_r \ v_c^2 \ x_{i_s}^d \ x_{i_s}^q \ x_{v_c^2} \ x_\beta \ \beta \right] \quad (6.61)$$

y las entradas del sistema:

$$\vec{u} = \left[i_s^{d,ref} \ i_s^{q,ref} \ v_c^{2,ref} \ \omega_{max} \right] \quad (6.62)$$

6.5. Análisis del modelo lineal

Los parámetros eléctricos empleados en el modelo de MATLAB/Simulink para llevar a cabo el análisis de resultados son en magnitudes por unidad:

$$r_s = 0.02 p.u. \quad r_r = 0.02 p.u.$$

$$l_s = 0.1 p.u. \quad l_r = 0.1 p.u.$$

$$l_{md} = 0.9 p.u. \quad l_{mq} = 0.5 p.u.$$

$$H = 7 s \quad b = 0 p.u.$$

$$c_{dc} = 0.0555 p.u.$$

$$t_{servo} = 0.2 p.u.$$

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = 100\pi \text{ rad/s}$$

Se presenta a continuación el análisis de autovalores del sistema del convertidor del lado de máquina:

Autovalor	Real	Imaginaria	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
λ_1	-8.70	22.92	35.50	3.903
λ_2	-17.50	17.85	70.00	3.978
λ_3	-8,719	5.15	86.10	1.618
λ_4	-0.0131	0.02	54.43	0.0038
λ_5	-5.00	-	100.00	-
λ_6	-6.98	-	100.00	-
λ_7	-12.56	-	100.00	-

Figura 6.9. Autovalores del convertidor del lado de máquina.

Variable	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7
ψ_s^d	0.00	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ψ_s^q	0.65	0.00	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
ψ_s^d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
ψ_s^q	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
ω_r	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00
x_s^d	0.00	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
x_s^q	0.54	0.00	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00
β	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00
x_β	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00
u_{dc}	0.45	0.00	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00
$x_{u_{dc}}$	0.12	0.00	0.82	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 6.10. Participaciones del convertidor del lado de máquina.

El sistema presenta 7 autovalores, 4 autovalores complejos conjugados y 3 autovalores reales. Todos tienen parte real negativa por lo que el sistema es estable. El análisis de las participaciones muestra que:

- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_1 está asociada al flujo de estátor en eje transverso, al regulador de corriente en eje transverso y a la tensión y al regulador de tensión del condensador del bus de corriente continua.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_2 está asociada al flujo de estátor en eje directo y al regulador de corriente en eje directo.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_3 está asociada al flujo de estátor en eje transverso, al regulador de corriente en eje transverso y a la tensión y al regulador de tensión del condensador del bus de corriente continua.
- La pareja de autovalores complejos conjugados λ_4 está asociada a la velocidad mecánica del rotor y al control del ángulo de pitch.
- EL autovalor real λ_5 está asociado al ángulo de pitch.
- Los autovalores reales λ_6 y λ_7 están asociados a los flujos de rotor en eje directo y en eje transverso.

6.6. Simulación de la respuesta temporal

Se muestra a continuación la respuesta temporal del sistema para un escalón en la potencia demanda por la carga de 0.1 p.u cuando está consumiendo 0.2 pu. de potencia activa:

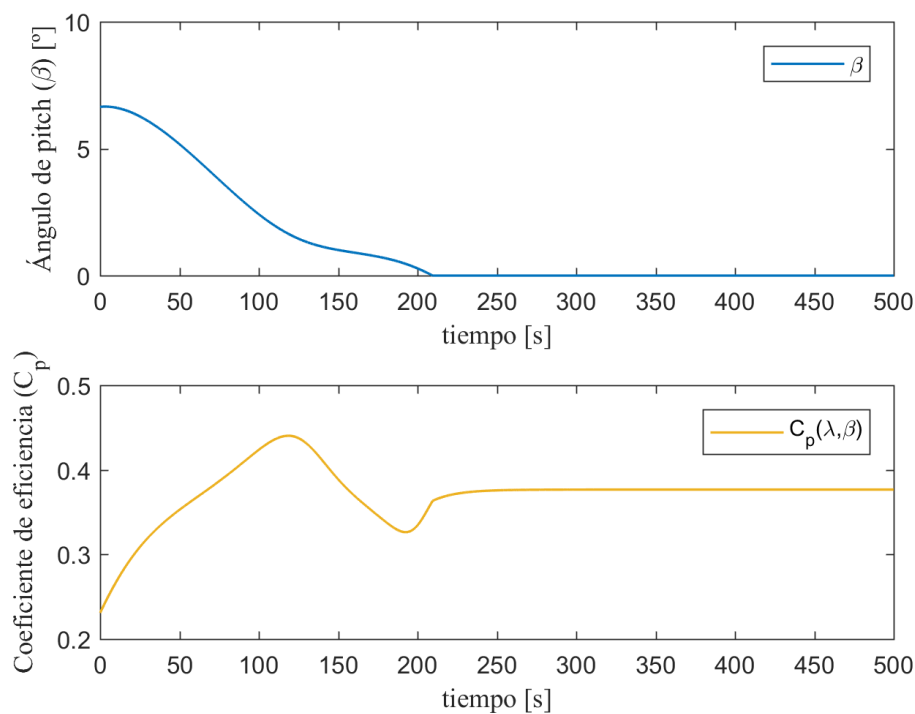


Figura 6.11. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.

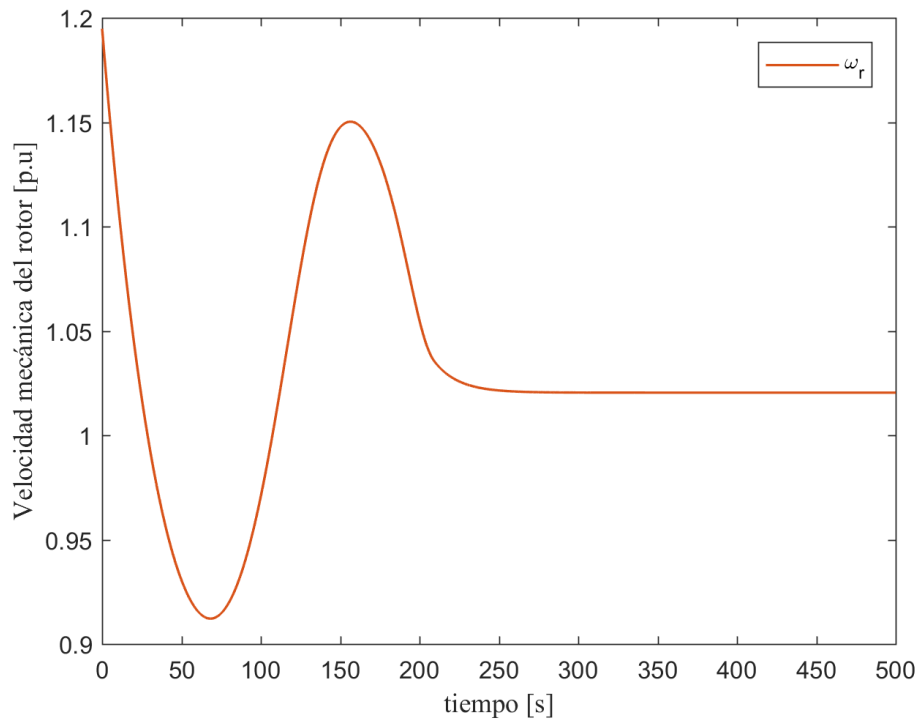


Figura 6.12. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes

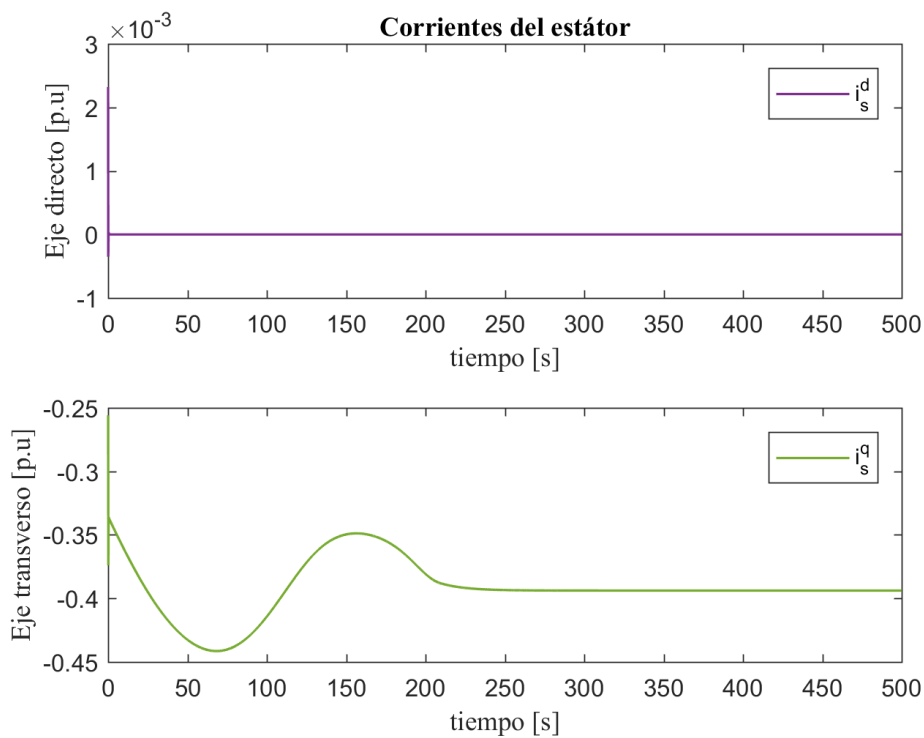


Figura 6.13. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

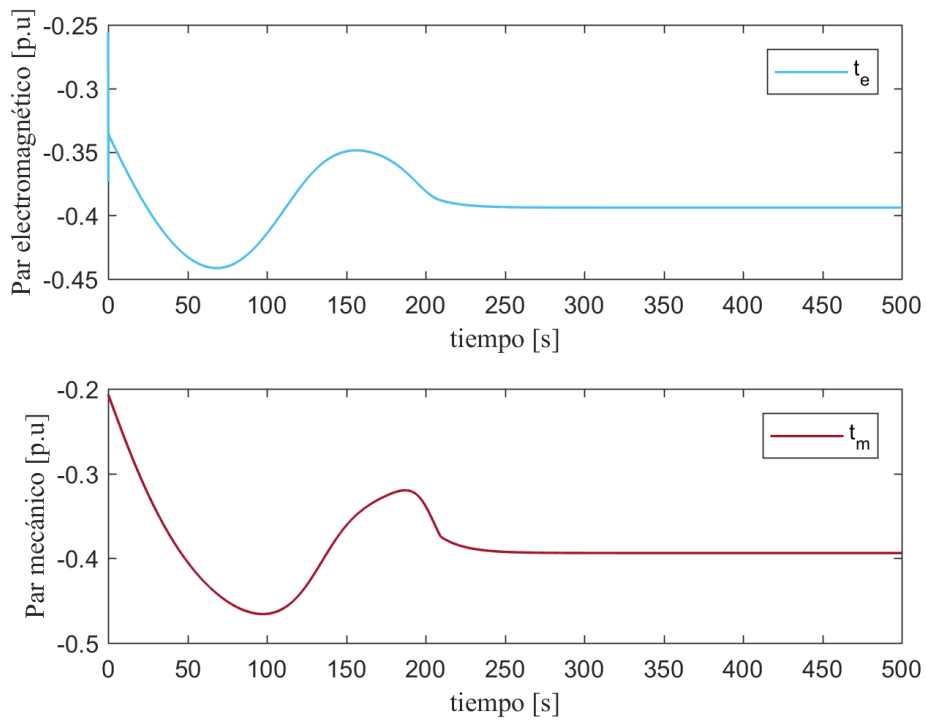


Figura 6.14. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes

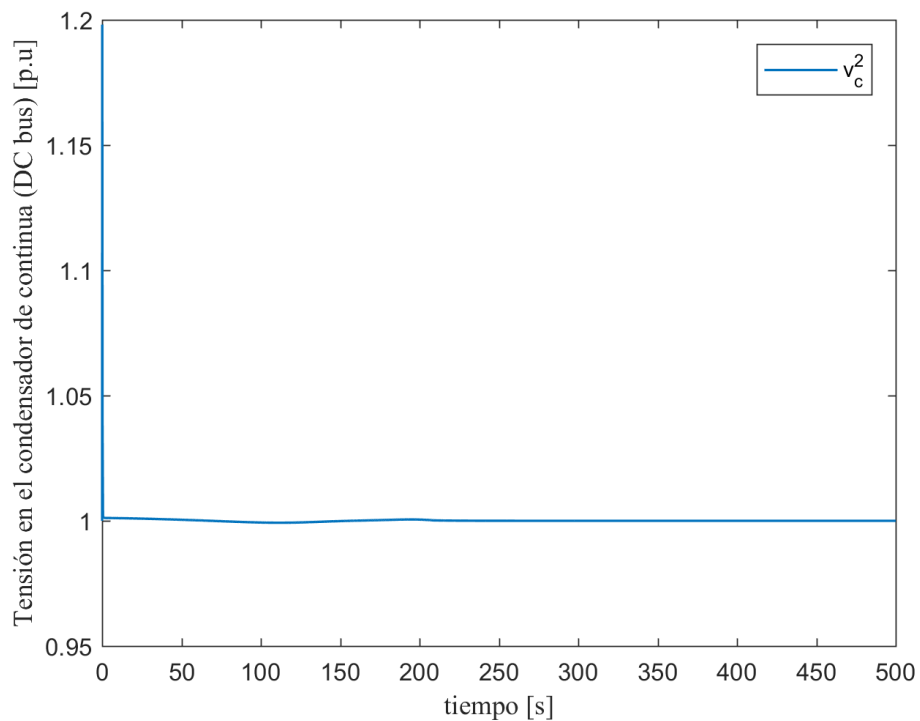


Figura 6.15. Tensión del condensador de continua.

Capítulo 7. Resultados de la simulación. Modelo completo

En este capítulo se recogen los resultados de la simulación del modelo completo de aerogenerador. Las simulaciones se llevan a cabo asumiendo un escalón en la potencia demandada por la carga para las dos posibles situaciones de viento descritas en el Capítulo 6.

7.1. Simulación en el tiempo Velocidad del viento superior a la nominal

7.1.1. Incremento en la potencia demandada por la carga

Se presenta a continuación la respuesta dinámica del sistema ante un incremento en la potencia demandada por la carga de 0.1 p.u, para una velocidad del viento superior a la velocidad base. Nótese que los criterios de los signos de corriente están invertidos, siendo en el lado del generador síncrono criterio receptor y en el lado de red criterio generador.

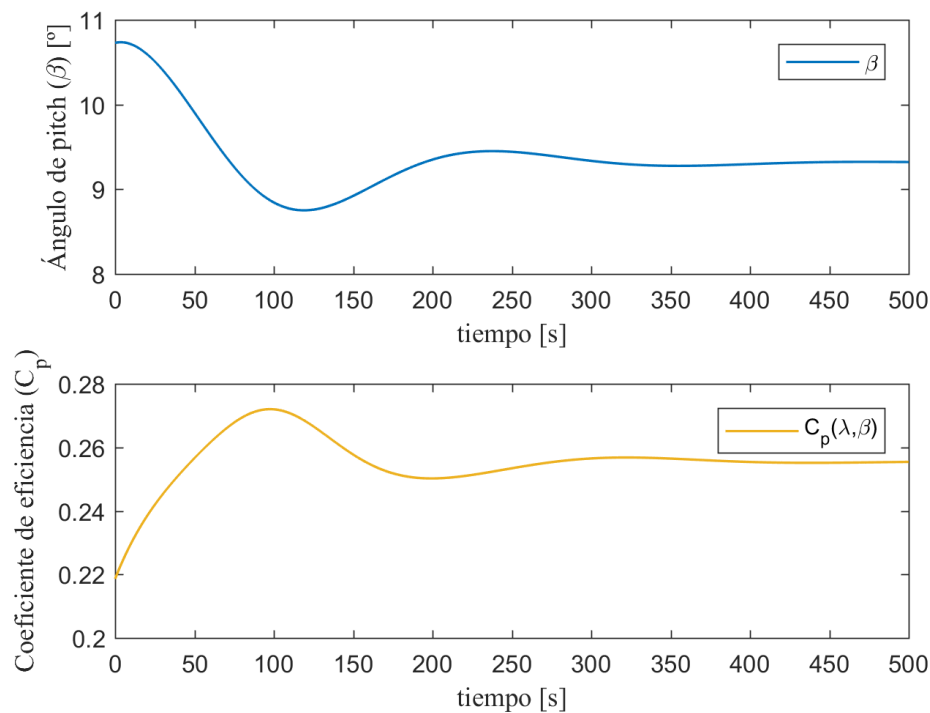


Figura 7.1. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.

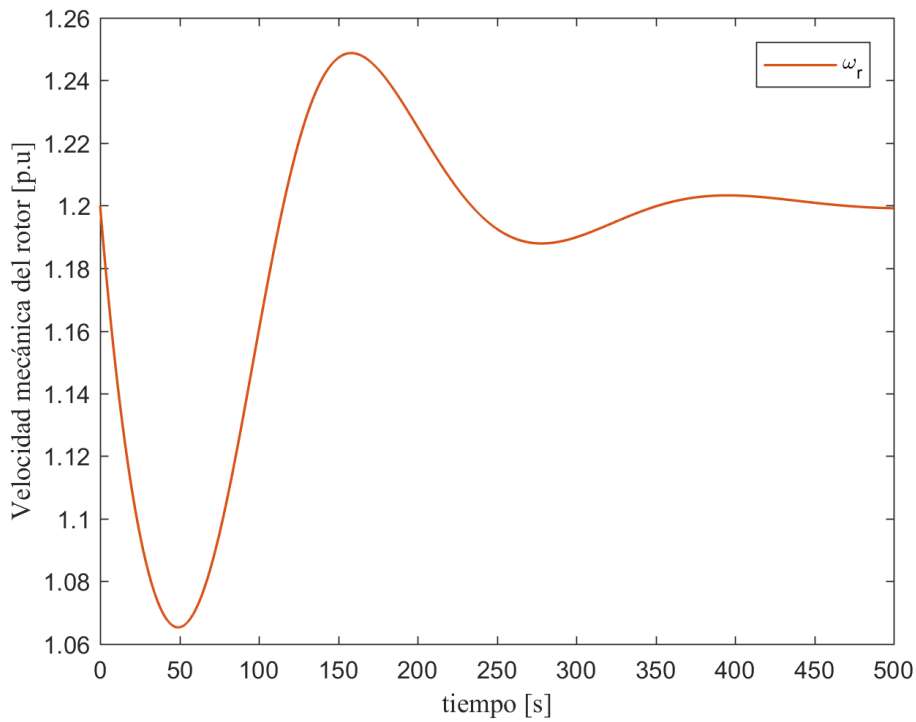


Figura 7.2. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

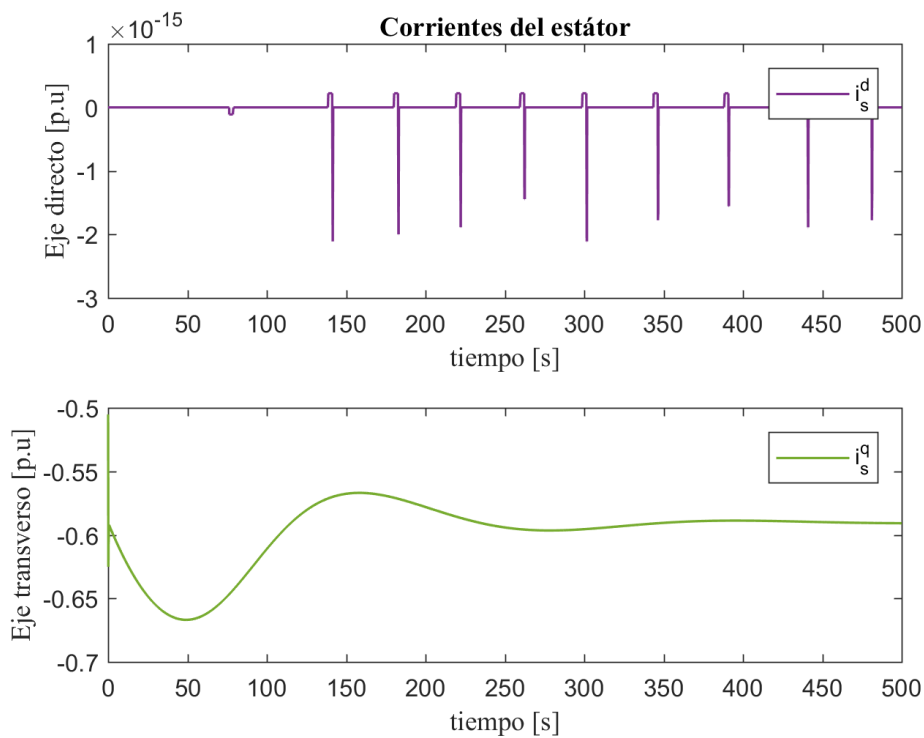


Figura 7.3. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

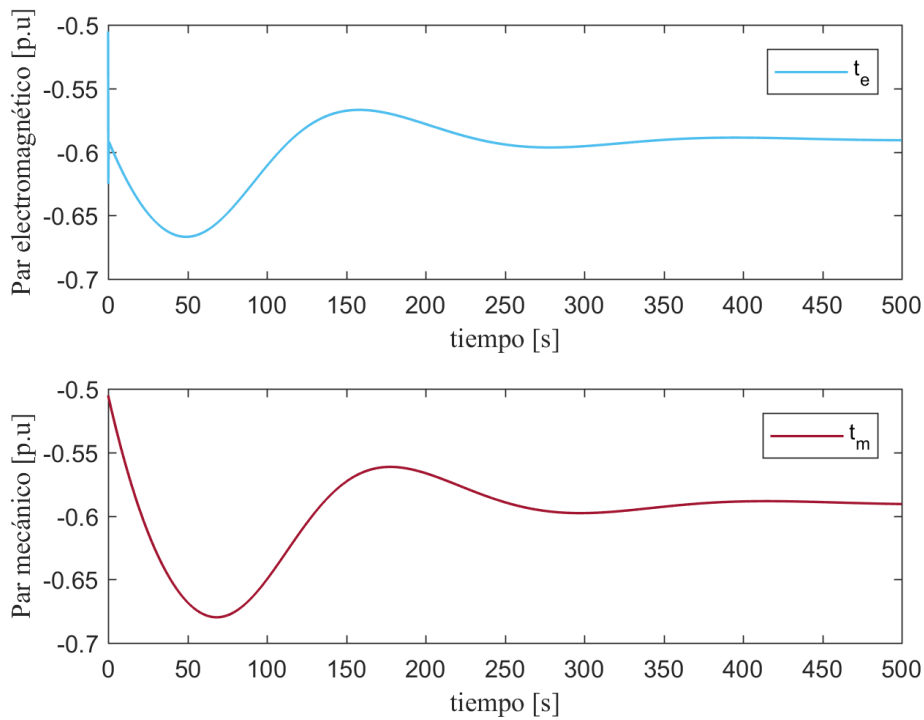


Figura 7.4. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.

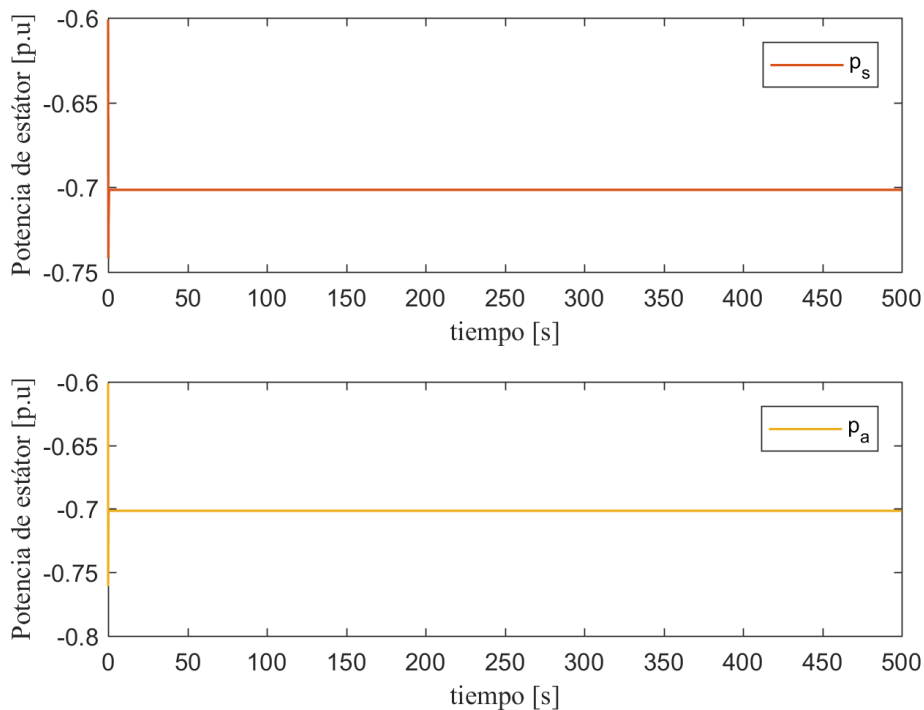


Figura 7.5. Transitorio de las potencias de estátor y de red.

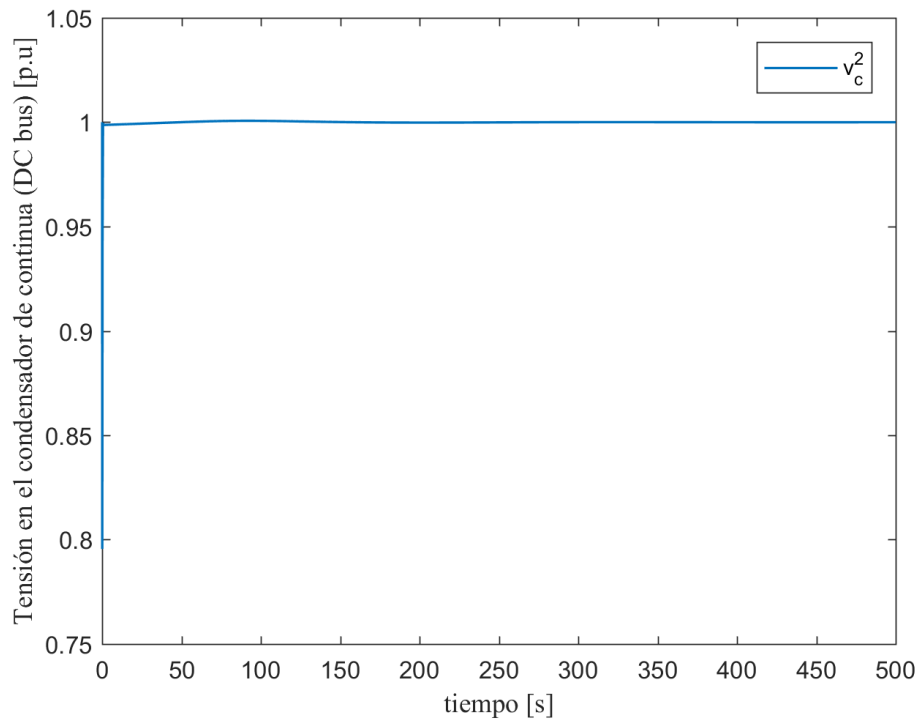


Figura 7.6. Tensión del condensador de continua.

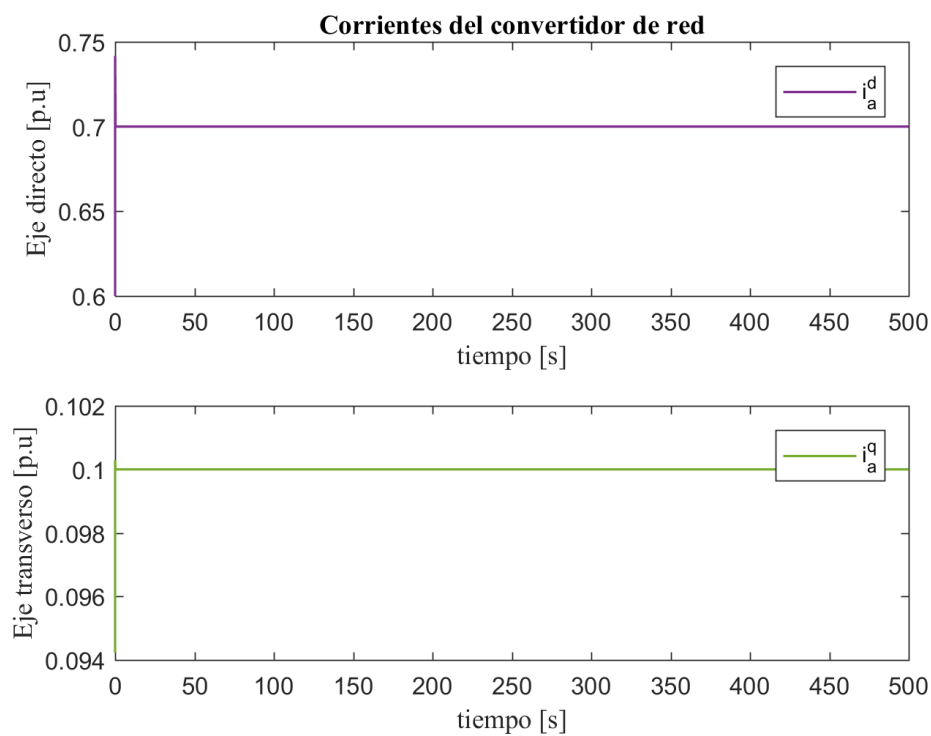


Figura 7.7. Corrientes del convertidor de red.

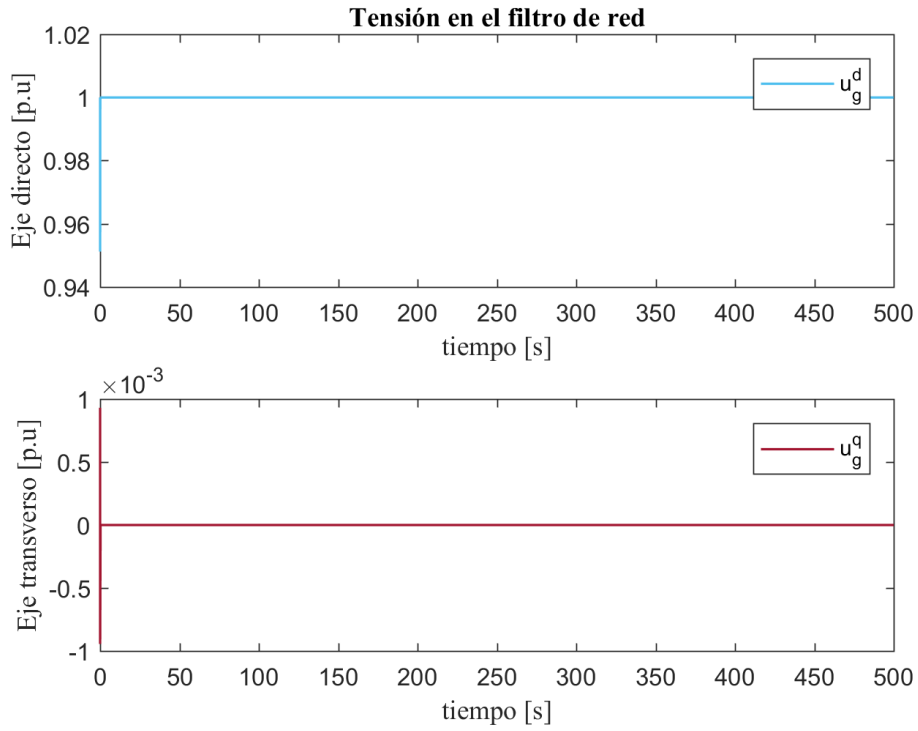


Figura 7.8. Tensiones en el filtro de conexión de red.

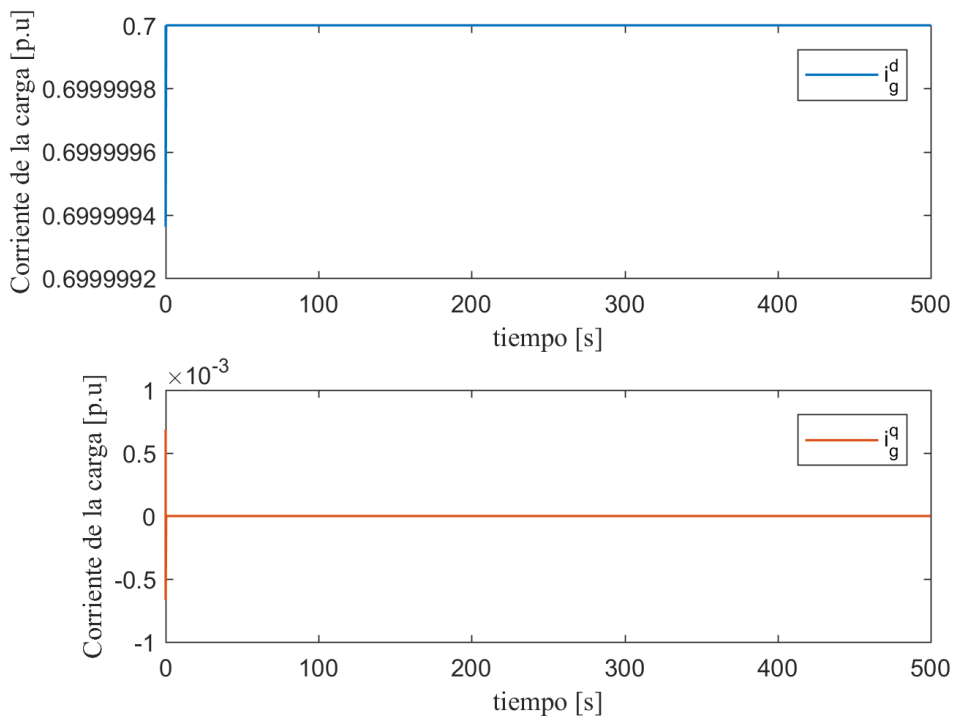


Figura 7.9. Corrientes consumidas por la carga.

7.1.2. Reducción en la potencia demandada por la carga

Se presenta a continuación la respuesta dinámica del sistema ante una disminución en la potencia demandada por la carga de 0.1 p.u., para una velocidad del viento superior a la velocidad base.

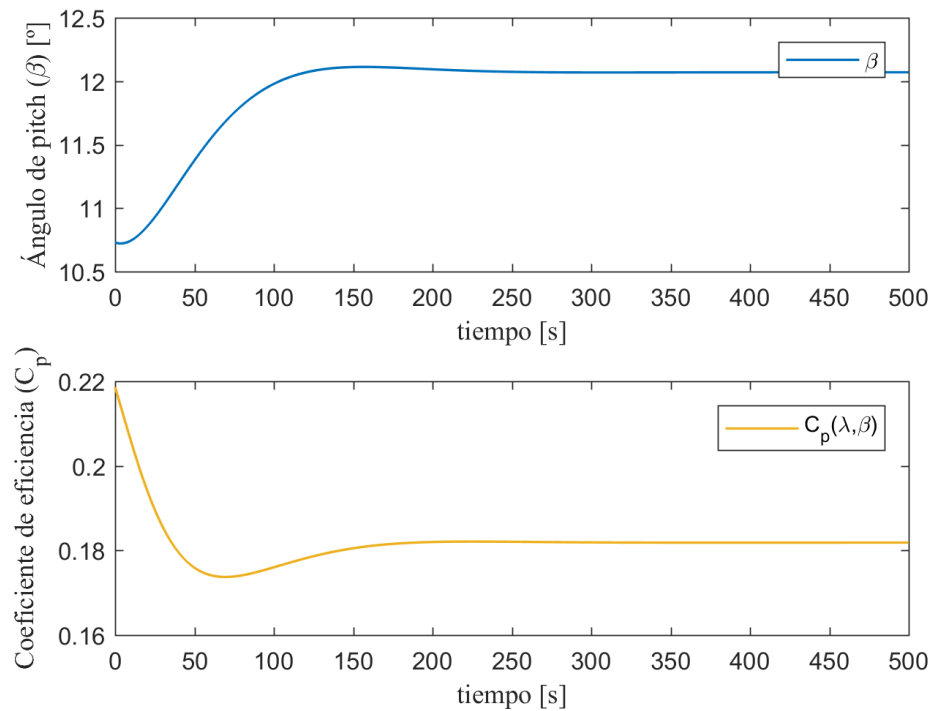


Figura 7.10. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.

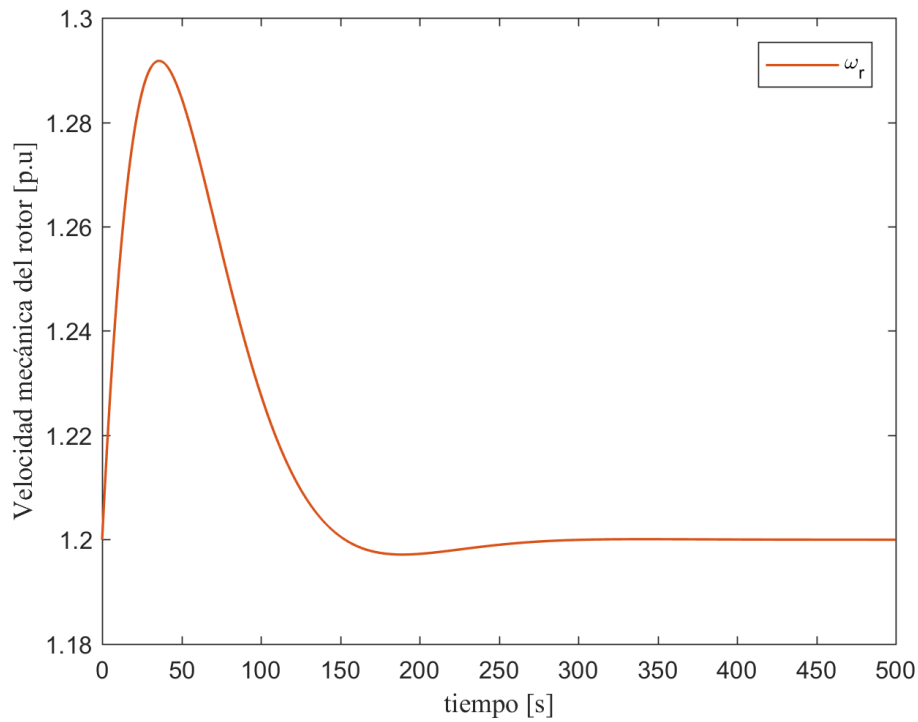


Figura 7.11. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

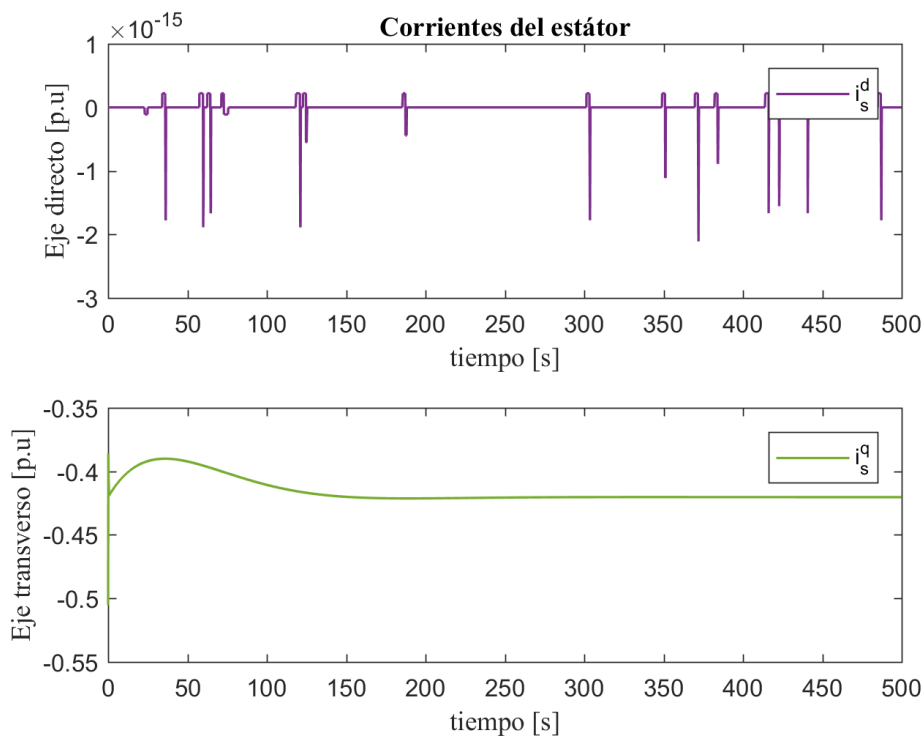


Figura 7.12. Corrientes de estator de la máquina síncrona de imanes permanentes.

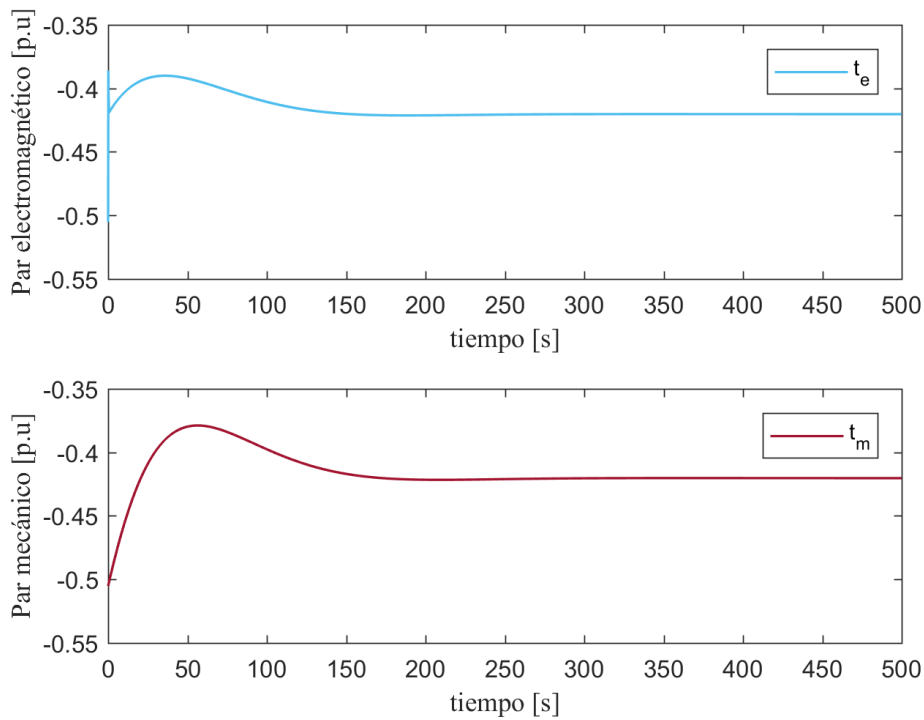


Figura 7.13. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.

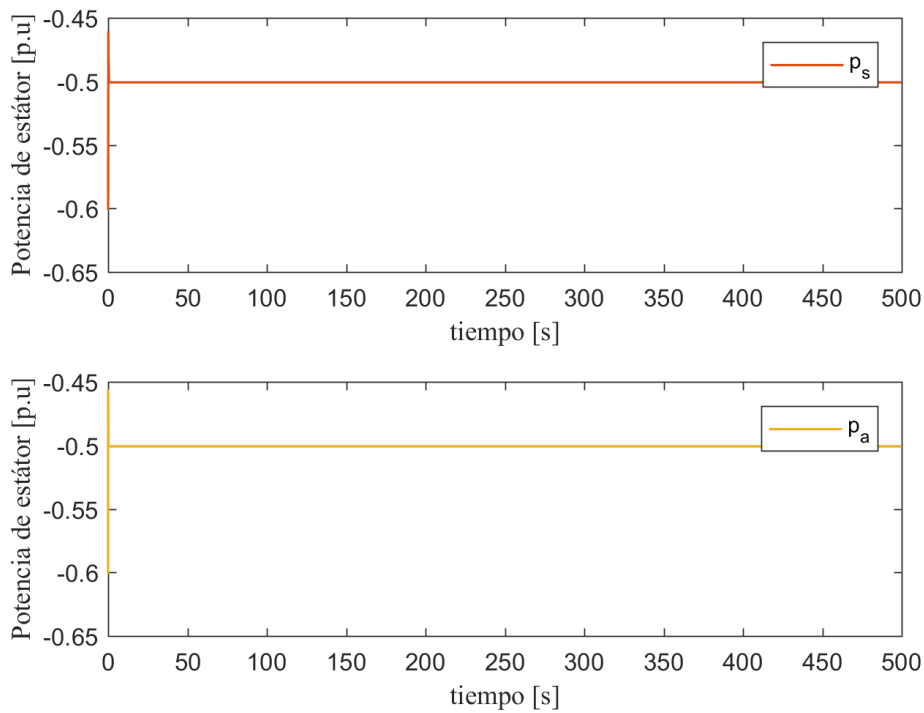


Figura 7.14. Transitorio de las potencias de estator y de red.

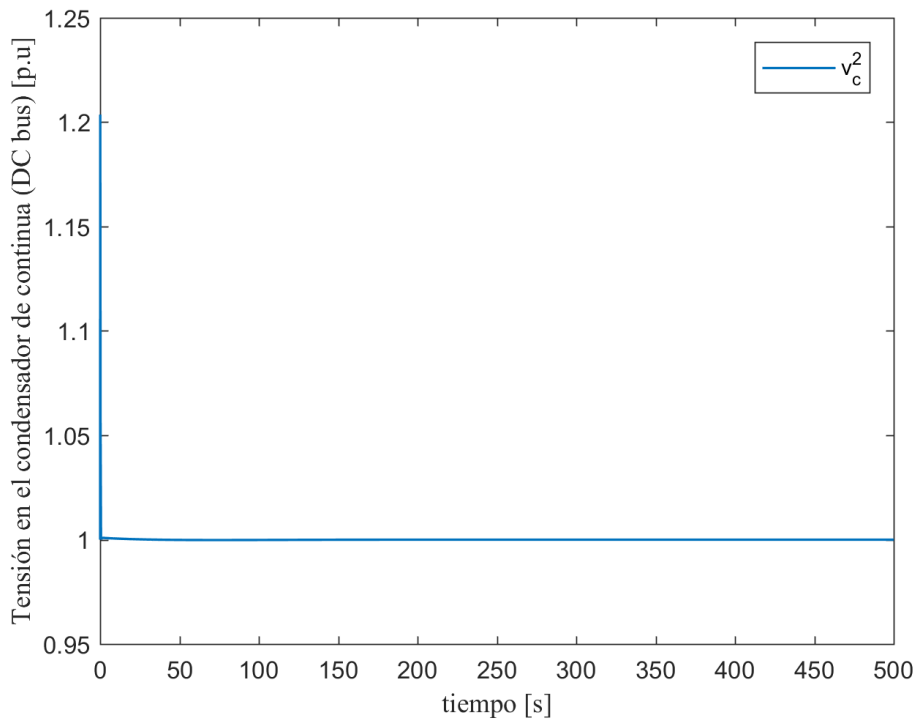


Figura 7.15. Tensión del condensador de continua.

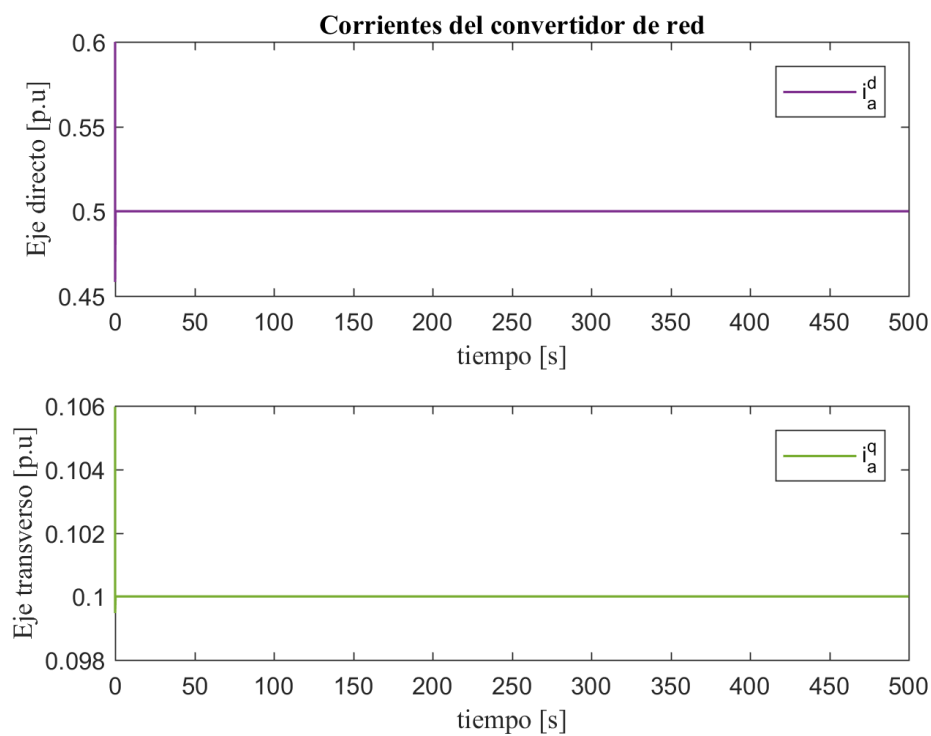


Figura 7.16. Corrientes del convertidor de red.

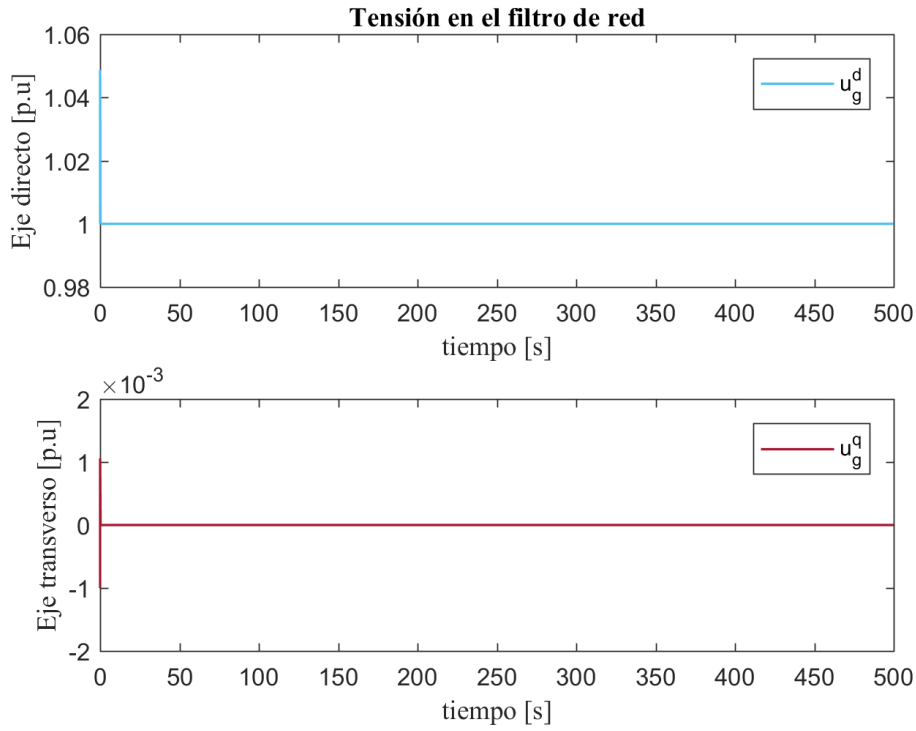


Figura 7.17. Tensiones en el filtro de conexión de red.

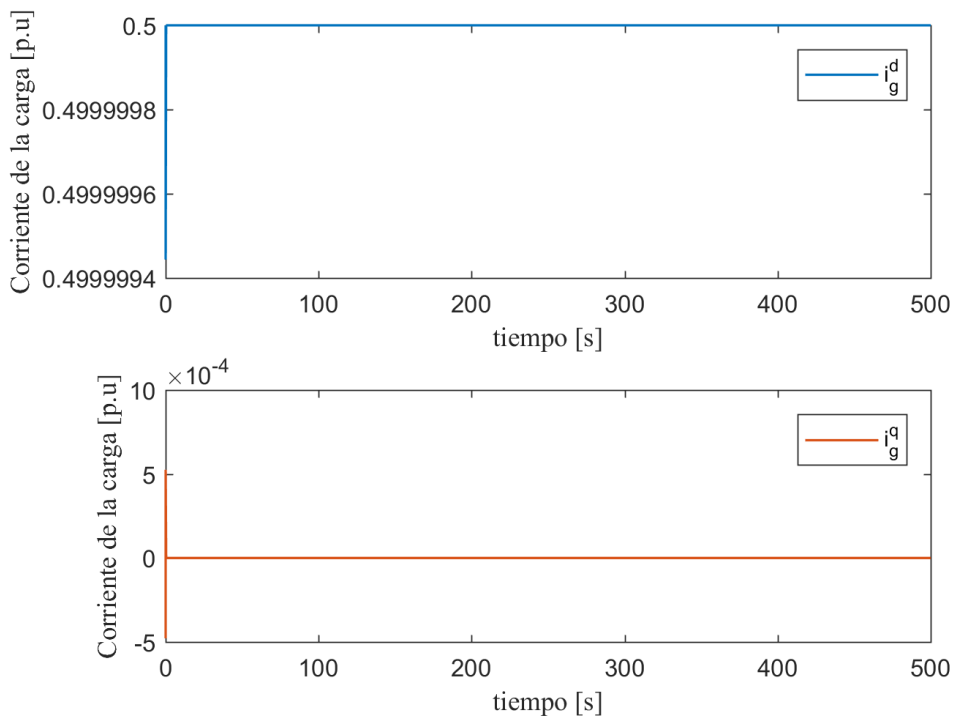


Figura 7.18. Corrientes consumidas por la carga.

7.2. Simulación en el tiempo. Velocidad del viento inferior a la nominal.

Se presenta a continuación la respuesta dinámica del sistema ante un incremento en la potencia demandada por la carga de 0.1 p.u, para una velocidad del viento inferior a la velocidad base.

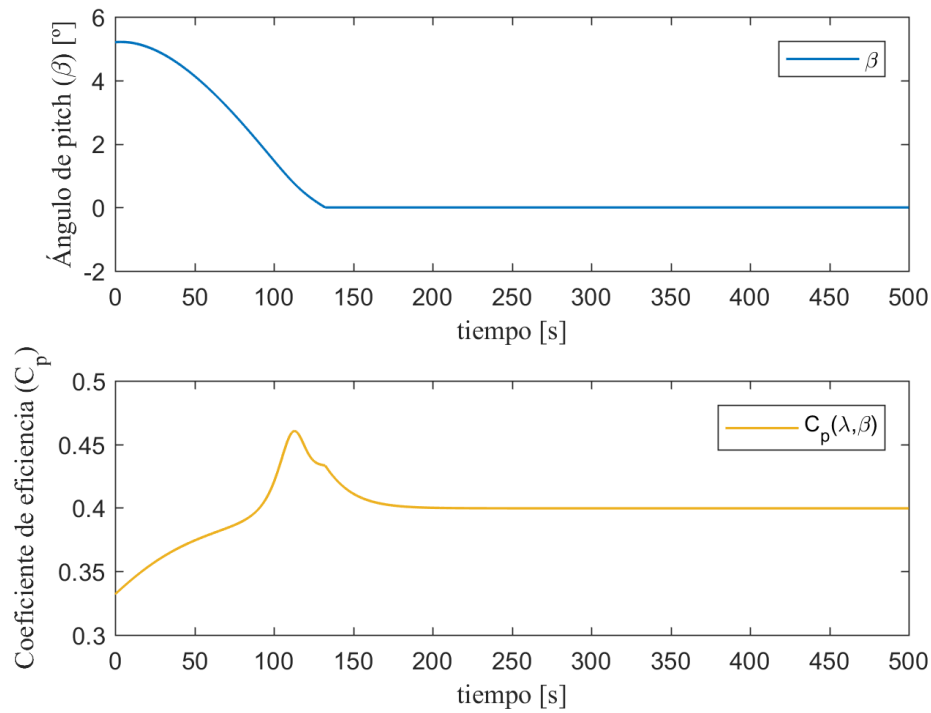


Figura 7.19. Ángulo de pitch y coeficiente de la turbina.

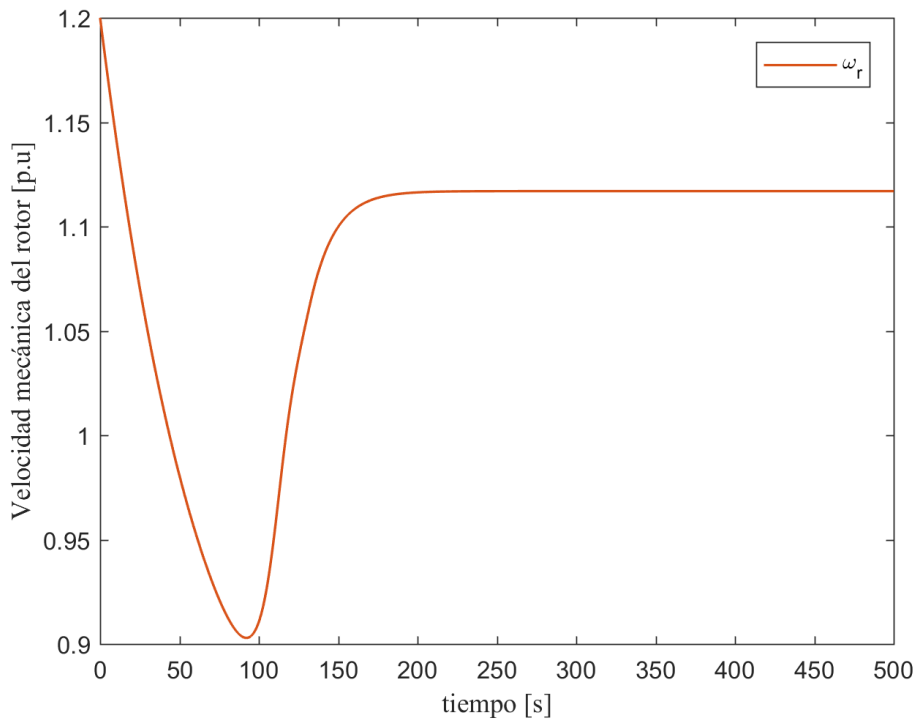


Figura 7.20. Velocidad mecánica del rotor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

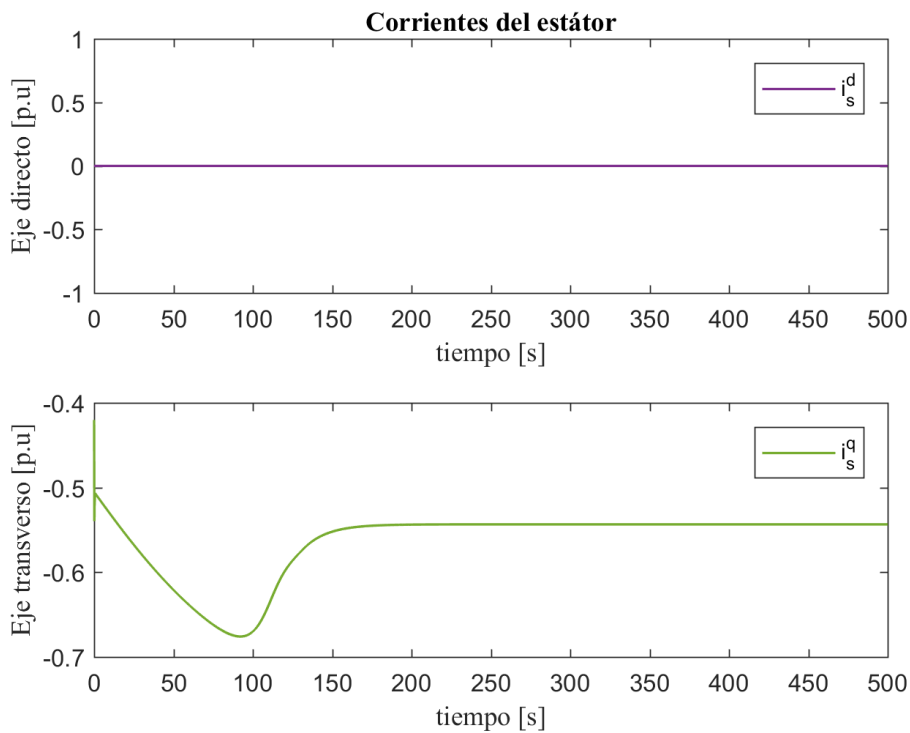


Figura 7.21. Corrientes de estátor de la máquina síncrona de imanes permanentes.

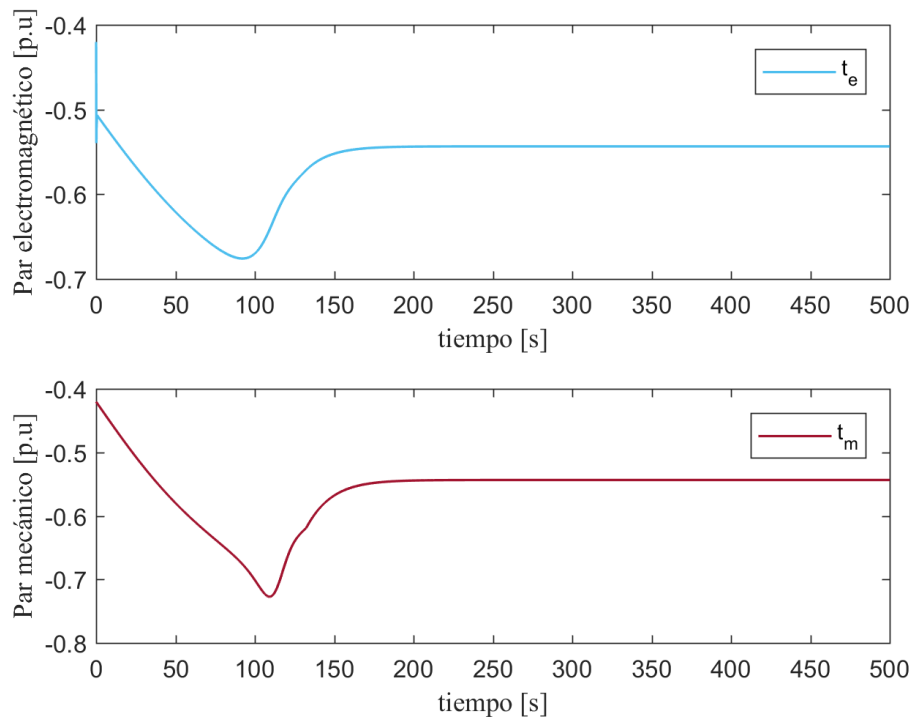


Figura 7.22. Evolución del par mecánico y del par electromagnético de la máquina síncrona de imanes permanentes.

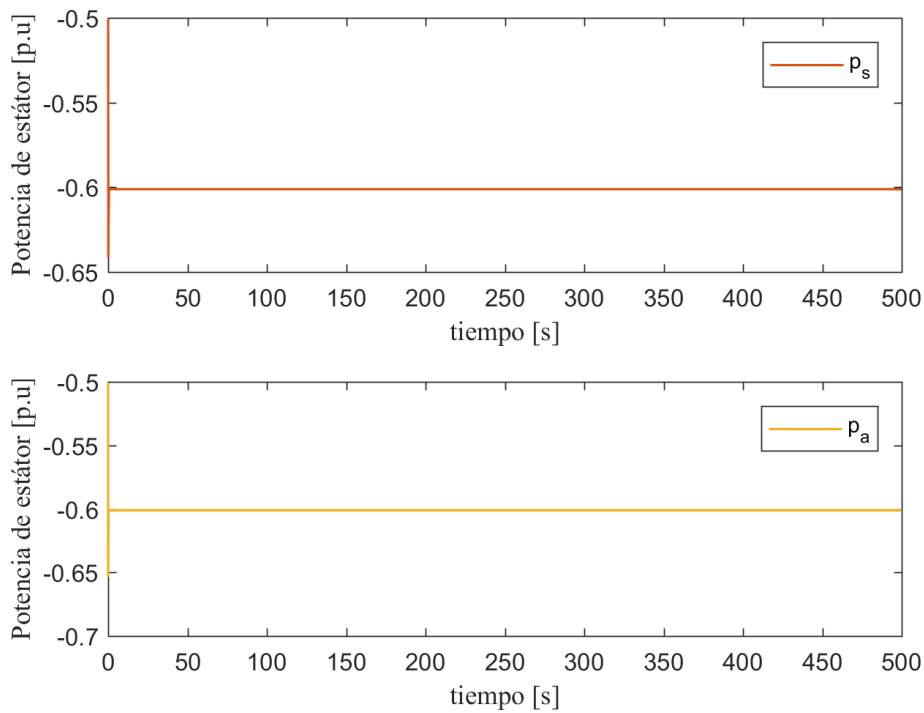


Figura 7.23. Transitorio de las potencias de estátor y de red.

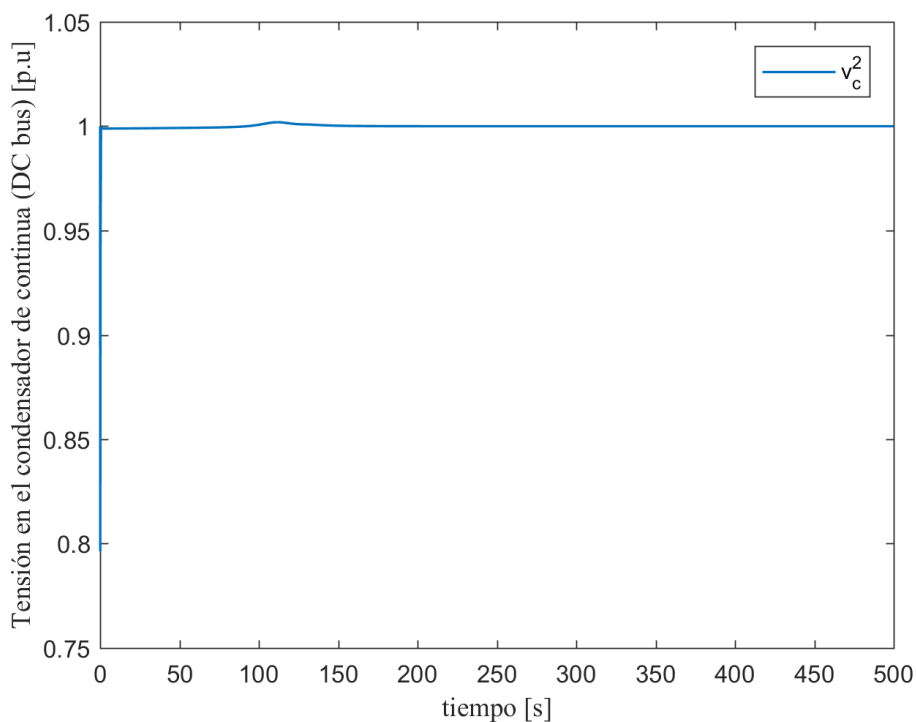


Figura 7.24. Tensión del condensador de continua.

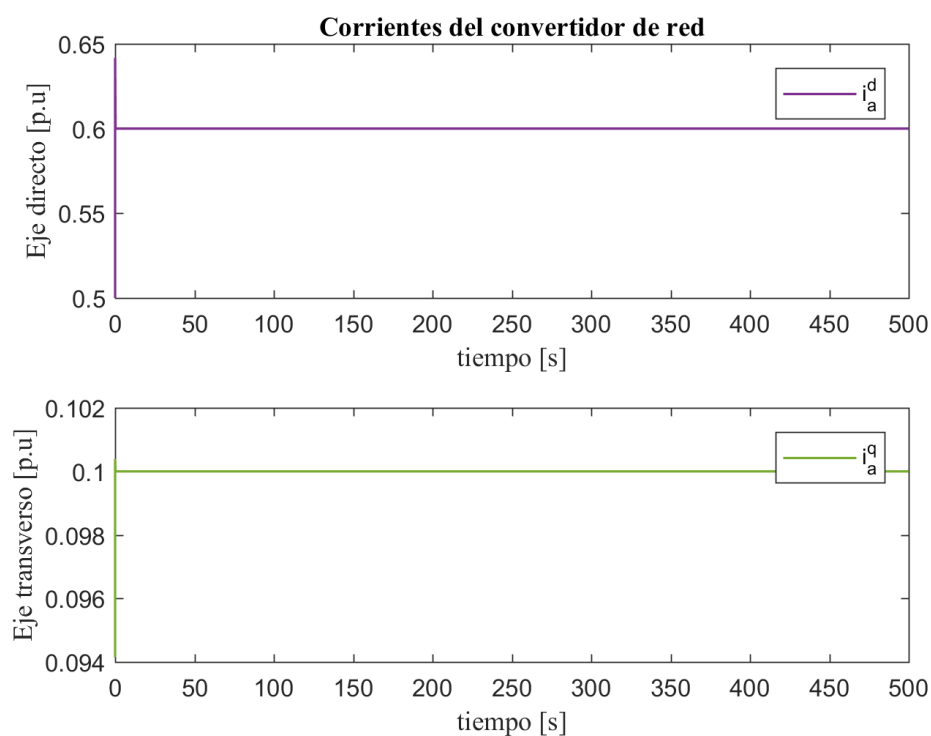


Figura 7.25. Corrientes del convertidor de red.

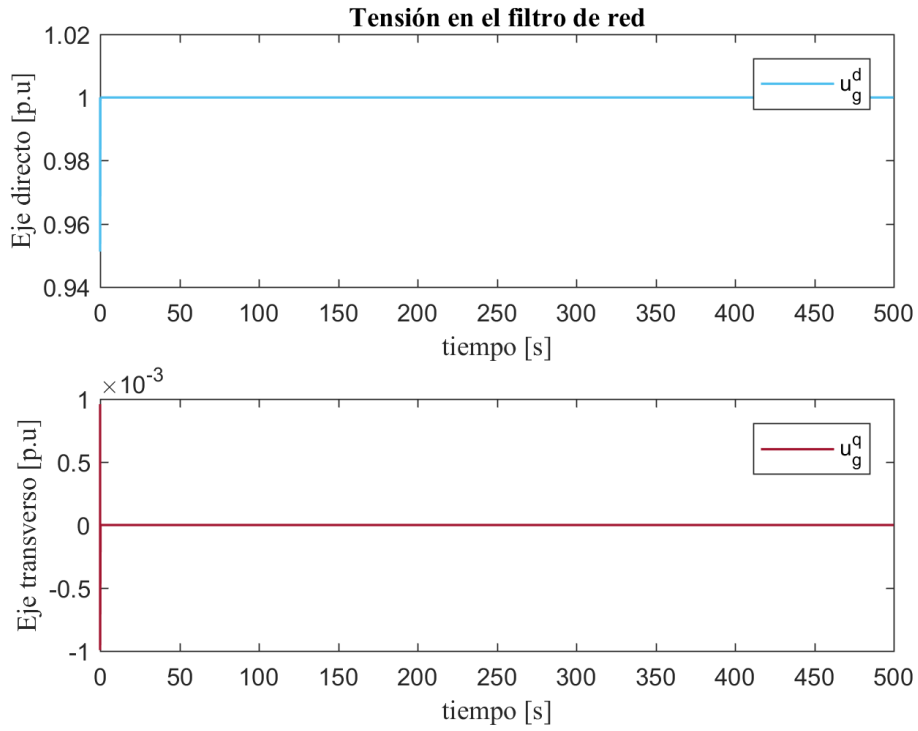


Figura 7.26. Tensiones en el filtro de conexión de red.

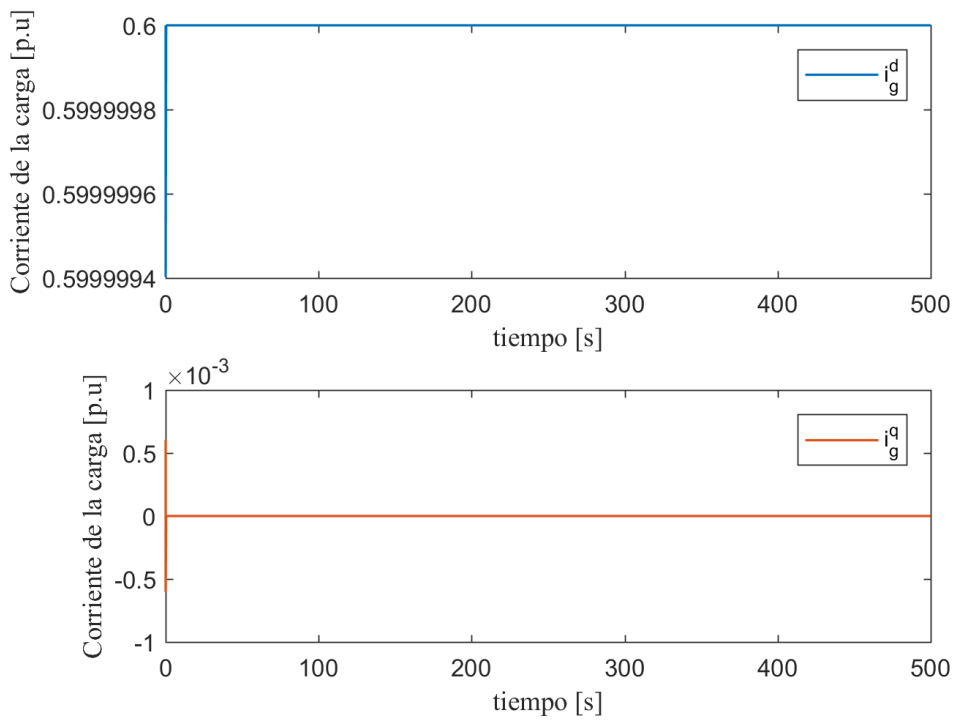


Figura 7.27. Corrientes consumidas por la carga.

Capítulo 8. Conclusiones y futuros desarrollos

Se ha presentado el diseño de los controles necesarios para llevar a cabo la operación en isla durante un procedimiento de arranque en negro, de un aerogenerador basado en un generador síncrono de imanes permanentes.

El concepto de *grid-forming* invierte el flujo del balance de potencia respecto al concepto de *grid-feeding*, lo que supone modificar los controles de todos los subsistemas del aerogenerador para que sean capaces de adaptarse en condiciones satisfactorias a la demanda de la carga en contraposición al objetivo *grid-feeding* que trata de maximizar la potencia activa evacuada.

El diseño del control de tensión por asignación de polos ha demostrado no ser adecuado para garantizar una operación estable del sistema con una rapidez y un amortiguamiento suficientes para garantizar los objetivos del control.

El diseño del control de tensión plantea ciertas particularidades en lo que respecta al doble lazo de control que han sido solventadas con éxito utilizando de forma determinante la ponderación de la referencia, conjuntamente con un amortiguamiento del 100% para la simplificación del lazo interno de control de corriente para un posterior diseño del lazo externo por respuesta en frecuencia realimentando la tensión del filtro de red en ejes directo y transversal para deshacer un lazo externo adicional y facilitar el diseño.

El diseño por respuesta en frecuencia es robusto y rápido con un sobrepaso limitado, lo que garantiza la calidad del sistema de referencia creado por el convertidor de red del aerogenerador para que el resto de los generadores puedan utilizar como sistema de referencia con garantías. Sin embargo, es importante hacer notar las limitaciones de la estrategia de control en su conjunto eólico presente en el momento del *black-out* y posterior *black-start*.

Los futuros desarrollos a considerar tras este primer estudio abundan en la idea de *grid-forming* ampliando el alcance del estudio al siguiente paso: la incorporación ordenada del resto de aerogeneradores del parque utilizando el sistema de referencia creado por el aerogenerador que ha arrancado en negro y un posterior estudio de la respuesta del sistema en términos de tensión y frecuencia cuando se encuentre operando en isla con varios aerogeneradores ante aumentos en la potencia demandada o la pérdida de alguna unidad de generación durante el proceso de arranque en negro por el disparo de alguna línea.

Capítulo 9. Bibliografía

- [1] European Union, “Commission Regulation (Eu) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators,” 2016.
- [2] “REGLAMENTO (UE) 2017/ 2196 DE LA COMISIÓN - de 24 de noviembre de 2017 - por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.”
- [3] R. E. de España, “Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico. Instalaciones Hidroeléctricas Estratégicas,” 2009.
- [4] “Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics,” 2018.
- [5] C. Giorgio, A. Ho, and I. Pineda, “Wind energy scenarios for 2030,” 2015.
- [6] “EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.”
- [7] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012.
- [8] Ö. Göksu, O. Saborío-Romano, N. A. Cutululis, and P. Sørensen, “Black Start and Island Operation Capabilities of Wind Power Plants.”
- [9] A. Jain, K. Das, O. Göksu, and N. A. Cutululis, “Control Solutions for Blackstart Capability and Islanding Operation of Offshore Wind Power Plants.”
- [10] S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*. Wiley, 1998.
- [11] V. Akhmatov, “Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators,” *Wind Eng.*, vol. 26, no. 2, pp. 85–108, Mar. 2002.
- [12] S. Arnaltes, J. L. Rodriguez-Amenedo, M. E. Montilla-DJesus, S. Arnaltes, J. L. Rodriguez-Amenedo, and M. E. Montilla-DJesus, “Control of Variable Speed Wind Turbines with Doubly Fed Asynchronous Generators for Stand-Alone Applications,” *Energies*, vol. 11, no. 1, p. 26, Dec. 2017.
- [13] A. P. Asensio *et al.*, “A Voltage and Frequency Control Strategy for Stand-Alone Full Converter Wind Energy Conversion Systems,” *Energies*, vol. 11, no. 3, p. 474, Feb. 2018.
- [14] L. Pagola, *Regulación automática*. Universidad Pontificia Comillas, 2006.