

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 595 374**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/38** (2006.01)

**H02J 3/40** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **20.09.2010 PCT/SG2010/000350**

87 Fecha y número de publicación internacional: **31.03.2011 WO11037537**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.09.2010 E 10766365 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.09.2016 EP 2481139**

54 Título: **Método para controlar un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica**

30 Prioridad:

**24.09.2009 DK 200970124**  
**29.09.2009 US 246536 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**29.12.2016**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**  
**Hedeager 42**  
**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**BO, YIN;**  
**DENG, HENG;**  
**LARSEN, KIM B.;**  
**HELLE, LARS y**  
**LAU, MOGENS**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 595 374 T3**

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Método para controlar un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica

**Campo técnico**

5 La presente invención se refiere a un método de control de un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica, más específicamente a un método de control de un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica que está conectado a una red de transmisión de energía eléctrica.

**Antecedentes de la invención**

10 Las turbinas eólicas se usan para convertir energía eólica en energía eléctrica de una manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente. El uso de turbinas eólicas está ganando una amplia aceptación en su papel de proporcionar energía alternativa, y la capacidad instalada de la generación de potencia mediante turbinas eólicas ha aumentado drásticamente a lo largo de la última década.

15 Como tal, están realizándose esfuerzos para endurecer los requisitos de red eléctrica, con el fin de normalizar las diferentes normas de diferentes fabricantes y permitir que los generadores de turbinas eólicas funcionen como sistemas de generación de potencia convencional, por ejemplo centrales de petróleo y gas, centrales hidroeléctricas, centrales nucleares, etc. En diversos países, las normas del código de red se han revisado y han exigido que se cumplan requisitos más rigurosos.

20 Dentro de tales normas de código de red se encuentran los requisitos de funcionamiento en presencia de tensiones de secuencia negativa y funcionamiento dentro de un amplio intervalo de frecuencia. Por ejemplo, algunas localidades proporcionan una norma de funcionamiento continuo dentro de una tensión de secuencia negativa del 3%, es decir la turbina eólica debe poder resistir una tensión de secuencia negativa máxima del 3% en la red antes de la conexión. Además, los códigos de red de la mayoría de los países exigen el funcionamiento del sistema de generación de potencia dentro de un intervalo de frecuencias alrededor de la frecuencia fundamental de funcionamiento de la red eléctrica.

25 Pueden surgir tensiones de secuencia negativa a partir de desequilibrios de tensión de un sistema. En una red eléctrica con un sistema sinusoidal equilibrado, las tres tensiones de línea-neutro tienen igual magnitud y sus fases están desplazadas unas de otras 120 grados. Se dice que cualquier diferencia que exista en las tres magnitudes de tensión y/o un desplazamiento en la separación de fase con respecto a 120 grados da lugar a un suministro desequilibrado. Las posibles causas de un sistema desequilibrado son quizás impedancias diferentes de líneas de transmisión y distribución trifásicas, o muchos otros posibles motivos.

30 Entonces puede descomponerse un sistema desequilibrado en tensiones de secuencia positiva y tensiones de secuencia negativa. Las tensiones de secuencia positiva están asociadas con un campo que rota en sentido positivo, mientras que las tensiones de secuencia negativa están asociadas con un campo que rota en sentido negativo. Se conoce que una tensión de suministro desequilibrada que consiste en componentes de secuencia tanto positiva como negativa dará normalmente lugar a una variación de tensión de enlace de CC al doble de la frecuencia de línea si la corriente de red sólo tiene componentes de secuencia positiva. La presencia de fluctuaciones en la tensión de enlace de CC afectará a la eficacia del control en el convertidor del lado de la máquina. Además, esto puede conducir a su vez a asimetría y distorsión en las corrientes de red lo cual puede dar lugar a problemas de incumplimiento del código de red.

40 Con respecto a la variación de frecuencia, la frecuencia instantánea en cualquier momento puede variar un pequeño porcentaje en cualquier sentido con respecto a la frecuencia fundamental, que se define como o bien 50 Hz o bien 60 Hz dependiendo del país de instalación. Habitualmente, en caso de sobreproducción en una red la frecuencia de red aumenta, y en caso de subproducción la frecuencia de red disminuye. Para países con redes eléctricas que funcionan a una frecuencia fundamental de 50 Hz, la mayoría de los códigos de red requieren un funcionamiento de la frecuencia de red dentro de un intervalo de 47-53 Hz. Para países con redes eléctricas que funcionan a una frecuencia fundamental de 60 Hz, la mayoría de los códigos de red requieren un funcionamiento de la frecuencia de red dentro de un intervalo de 57-61,7 Hz. En este caso, si los componentes dentro de WTG no están bien diseñados, pueden dañarse al funcionar a un intervalo de frecuencia distinto del deseado. Por otro lado, si se diseña el control de corriente para el funcionamiento a una determinada frecuencia, puede no lograr un buen rendimiento cuando funciona a otras frecuencias.

50 Se han propuesto diversas implementaciones para hacer funcionar sistemas de energía para que funcionen en presencia de tensiones de secuencia negativa, pero las soluciones actualmente conocidas son relativamente complicadas.

55 Por ejemplo, el documento US 6052.297 describe un aparato de conversión de potencia para controlar la corriente del convertidor de potencia en un marco d-q de rotación síncrona (SRF) de secuencia positiva y un marco d-q síncrono de secuencia negativa para compensar las tensiones de secuencia positiva y las tensiones de secuencia negativa, respectivamente. No hay ninguna enseñanza de adaptación a una frecuencia de red variable. Tal como se

enseña en esta publicación, con el fin de lograr un buen rendimiento en una situación de este tipo mediante control de corriente, deben implementarse cuatro controladores PI para regular las corrientes de secuencia positiva en SRF de secuencia positiva y las corrientes de secuencia negativa en SRF de secuencia negativa por separado. Sin embargo, un esquema de este tipo requerirá cuatro controladores PI de corriente separados, además de elementos de alimentación directa y de desacoplamiento. Esto conduce a una complejidad no deseada. Además de la complejidad, se requiere emplear filtros de extracción de componentes de secuencia que perjudican los márgenes de estabilidad y anchos de banda de regulador globales.

El documento US 2002/0030365 describe un sistema integrado para el control completo de un sistema de generación de potencia eléctrica que usa control de máquina de estado que tiene estados de control particularmente definidos y transiciones de estado de control permitidas. Pueden usarse varios de estos estados de control junto con una técnica de protección frente a interrupción del servicio que compensa una interrupción del servicio controlando de manera predictiva el sistema para desconectar el sistema de la línea y volver a conectar el sistema a la línea cuando se restablece el servicio. El documento US 2002/0030365 describe además una técnica de sincronización de línea que sincroniza la potencia generada con la potencia en la red cuando vuelve a conectarse a la línea. La técnica de sincronización de línea limita la tasa de sincronización para permitir tensiones transitorias no deseadas. La técnica de sincronización de línea funciona o bien en un modo autónomo en el que la frecuencia de línea se sintetiza o bien en un modo conectado que detecta la frecuencia de red y sincroniza la potencia generada con respecto a esta frecuencia de red detectada. El sistema también incluye un control de factor de potencia mediante la técnica de sincronización de línea o mediante una técnica de control de factor de potencia alternativa.

R. Teodorescu, *et al.* "Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters", IEE Proceedings Electric Power Applications, vol. 153, n.º 5, septiembre de 2006, páginas 750 – 762, describe controladores proporcionales-resonantes (PR) y filtros y su idoneidad para el control de la corriente/tensión de convertidores conectados a la red.

El documento WO 03/038970 describe técnicas para detectar un estado de isla en un sistema que incluye un nodo que está operativamente acoplado a una fuente de potencia primaria y al menos una fuente de generación de potencia distribuida. Se incluye un pulso de corriente en la salida de una fuente de potencia distribuida, en el que la tensión de red se monitoriza en el nodo para determinar si se produce alternación relacionada con el pulso. Si la red está presente, no se manifestará ninguna alteración relacionada con el pulso. Si la red está averiada, entonces se manifestará una alteración relacionada con el pulso. Se usa la detección de la alteración relacionada con el pulso para indicar la detección de isla.

Por tanto, un objeto de la presente invención es proporcionar un método y un sistema para controlar un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica que es menos complejo que el que se conoce, así como para satisfacer uno o más de los requisitos de red recién proporcionados tal como se describió anteriormente.

### Sumario de la invención

Según un primer aspecto de la invención, se proporciona un método para controlar un convertidor de potencia en un generador de turbina eólica según la reivindicación 1.

Proporcionar un método de este tipo permite que el generador de turbina eólica funcione según la red eléctrica a la que está conectado, cuya frecuencia fundamental puede fluctuar de acuerdo con cargas variables. Tener una capacidad de este tipo garantiza que el generador de turbina eólica permanece conectado y continúa proporcionando potencia a una frecuencia igual a la de la red eléctrica conectada. Además, el método descrito anteriormente se implementa fácilmente, tal como se describirá en las realizaciones a continuación, y no implica demasiada complejidad ni la introducción de componentes de hardware adicionales que puedan afectar al rendimiento del sistema.

Según otra realización de la presente invención, la determinación de la señal de control de convertidor se lleva a cabo en un marco de coordenadas estacionario. Con una tensión de red asimétrica, las magnitudes y fases de la corriente de línea se ajustan de tal manera que se transfiere potencia instantánea constante al lado de corriente continua (CC). Según la teoría de componentes simétricas, esto dará como resultado corrientes de línea de corriente alterna desequilibradas (definidas a continuación en el presente documento como CA para señales sinusoidales) que tienen componentes de secuencia tanto positiva como negativa.

Tradicionalmente, con el fin de lograr un buen rendimiento en una situación de este tipo mediante control de corriente, deben implementarse cuatro controladores PI para regular corrientes de secuencia positiva en marco de rotación síncrona (SRF) de secuencia positiva y corrientes de secuencia negativa en SRF de secuencia negativa por separado, por ejemplo, control de corriente doble (véase el documento US 6.052.297 anteriormente mencionado como ejemplo). Tal como se mencionó anteriormente, esto conduce a una complejidad no deseada y a la adición innecesaria de componentes, que no son necesarios cuando se determina la señal en un marco de coordenadas estacionario.

En una realización de la invención, la señal de referencia comprende señales de CA. Se observa que las componentes de secuencia tanto positiva como negativa se convierten en términos de CA de 50/60 Hz en el marco

5 de coordenadas estacionario de referencia. Si las corrientes se controlan en el marco estacionario, el control se convierte en un problema de rastreo de CA en funcionamiento con suministro desequilibrado. Sólo se requieren dos controladores de corriente y tampoco se necesita la extracción de componentes de secuencia. Por tanto, resulta ventajoso desarrollar un controlador de CA de alto rendimiento en el marco estacionario que puede lograr un error en estado estacionario nulo al rastrear las corrientes de entrada según las formas de onda de frecuencia deseadas.

10 Según una realización, no se lleva a cabo ninguna transformación de coordenadas durante la etapa de determinación de la señal de control de convertidor a partir de la señal de referencia y la frecuencia de red. Por tanto, las señales en el controlador de CA se controlan en el marco estacionario, y se evitan unidades de separación de secuencia en el bucle de realimentación de corriente, lo cual mejora el margen de estabilidad del control de corriente.

15 En una realización de la invención, la unidad de control de corriente CA es un controlador de corriente P + resonante con una frecuencia de resonancia variable. Un controlador de corriente P + resonante tradicional sólo puede proporcionar una ganancia infinita / alta para una frecuencia previamente establecida. El funcionamiento de un controlador de corriente P + resonante tradicional con frecuencia de red variable deteriorará el rendimiento del control. Un controlador de corriente P + resonante con una frecuencia de resonancia variable tiene la capacidad de eliminar completamente un error de un parámetro alterno siempre que el parámetro alterne con una frecuencia próxima a la frecuencia central. Por tanto, se elimina la necesidad de realizar la transformación en un marco de rotación.

20 Según una realización de la invención, la señal de referencia comprende una señal de error generada basándose en una diferencia entre una referencia de corriente y una corriente CA real obtenida en el punto de conexión entre el convertidor de potencia y la red eléctrica. La señal de error se minimiza preferiblemente de tal manera que la corriente de red se suministra según se requiera. Se usa control de corriente debido a la regulación de corriente continua y a la fácil protección frente a sobrecorriente.

25 Según otra realización, la referencia de corriente se determina basándose en una referencia activa y una referencia reactiva. La referencia activa y referencia reactiva proporcionan un requisito de la potencia activa y reactiva que debe suministrarse a la red eléctrica.

30 Según una realización, la referencia activa se genera usando un controlador de realimentación, por ejemplo un controlador proporcional-integral (PI) con una señal de entrada basada en una diferencia entre una función de una tensión de CC de referencia y una función de una tensión de CC real. En una realización adicional, el controlador de realimentación comprende un controlador PI. Usar un controlador PI proporciona un control de realimentación que permite que el error en estado estacionario sea nulo, es decir la señal de referencia coincide con la tensión de CC de referencia requerida.

Según una realización, la referencia activa es una referencia de potencia activa o una referencia de corriente activa.

35 En una realización de la presente invención, se determinan componentes de secuencia positiva y componentes de secuencia negativa de la tensión de línea de CA. Obtener y usar la frecuencia de red proporciona a la turbina eólica capacidad de adaptación de frecuencia, es decir funcionamiento dentro de una estrecha fluctuación de frecuencias. Agrupar los requisitos de funcionamiento de identificar las tensiones de secuencia positiva y negativa y la estimación de frecuencia permite normalizar el flujo de control.

40 Según una realización de la invención, las componentes de secuencia positiva y negativa se usan en la generación de una señal de referencia, por ejemplo, una referencia de corriente. En una realización adicional, la referencia de corriente se genera en un marco de coordenadas estacionario. Esto reduce la necesidad de una compleja transformación de coordenadas.

45 En otra realización, las componentes de secuencia positiva y de secuencia negativa se determinan usando un integrador y la frecuencia de red se genera usando un bucle enganchado en fase (PLL). En una realización, las componentes de secuencia positiva y de secuencia negativa se determinan con un integrador generalizado de segundo orden doble para la generación de señales de cuadratura.

En una realización de la invención, la señal de control de convertidor se pasa a un módulo de modulación de ancho de pulso (PWM) antes de proporcionarse al convertidor de potencia.

50 Según un segundo aspecto de la invención, se proporciona un generador de turbina eólica según la reivindicación 14.

### Breve descripción de los dibujos

La figura 1 ilustra una topología general de un sistema eléctrico en un generador de turbina eólica a escala completa.

La figura 2 ilustra un esquema de control de convertidor del lado de red según una realización de la invención.

La figura 3 ilustra una unidad de sincronización de red de la figura 2.

La figura 4A ilustra esquemáticamente un controlador P + resonante.

La figura 4B muestra un gráfico de Bode de un controlador P + resonante.

La figura 5 ilustra esquemáticamente un controlador P + resonante de la figura 2.

## 5 Descripción detallada

La figura 1 ilustra una topología general de un sistema eléctrico en un generador de turbina eólica 10 a escala completa. Debe observarse que la invención no se limita a un sistema a escala completa, y puede implementarse de manera similar en sistemas de alimentación doble o cualquier otra clase de sistema eléctrico para generadores de turbinas eólicas en otras realizaciones.

10 La turbina eólica 10 comprende un árbol de accionamiento 12 conectado a una o más palas ajustables 14. Puede usarse cualquier número de palas 14, pero normalmente se usan tres palas 14. La turbina eólica 10 puede hacerse rotar en un eje sustancialmente horizontal para permitir que las palas 14 se orienten contra o en sentido contrario al viento. El paso de las pala 14 también puede ajustarse para aumentar o reducir la cantidad de energía eólica captada por la pala 14. La regulación del paso ajusta el ángulo al cual impacta el viento contra las palas 14. El árbol de accionamiento 12 está conectado a un rotor de un generador 18 por medio de una caja de engranajes 16. El generador 18 puede ser un generador síncrono de alimentación individual o doble, un generador de imanes permanentes, un generador de inducción o cualquier otro tipo de generador que comprende un bobinado de estator. La caja de engranajes box 16, si está presente, incrementa la baja velocidad de rotación del árbol de accionamiento 12 hasta una velocidad mayor más adecuada para el generador 16. La velocidad de rotación del árbol de accionamiento 12 está normalmente en el intervalo de 10-20 revoluciones por minuto. Normalmente la velocidad de rotación del rotor del generador 18 es significativamente superior. La velocidad de rotación óptima del rotor del generador 18 depende de las características internas y tipo del generador 18 y puede variar según el número de polos del generador 18. También es posible omitir la caja de engranajes 16 usando un generador de múltiples polos 18 apropiado adecuado para una velocidad de rotación lenta. En este caso, el árbol de accionamiento está directamente acoplado al generador 18.

Para permitir una velocidad variable del árbol de accionamiento 12, se dispone un convertidor de CA-CA 22 entre los terminales de salida 20 del generador 18 y los terminales de entrada de red A. El convertidor 22 comprende un convertidor conectado a estator 24 que funciona como rectificador con modulación de ancho de pulso (PWM) activo que comprende seis conmutadores electrónicos S1, S2, S3, S1', S2', S3'. El convertidor conectado a estator 24 rectifica la potencia de CA del generador a potencia de CC, que a su vez alimenta a un enlace de CC 26. El enlace de CC 26 incluye un condensador 38. El condensador 38 se usa para suavizar la potencia de CC en el enlace de CC 26. El enlace de CC 26 alimenta potencia de CC al convertidor conectado a red o del lado de red 28 que funciona como inversor. El convertidor del lado de red 28 también comprende seis conmutadores electrónicos S1", S2", S3", S1"', S2"', S3"'. Debe observarse que puede estar presente cualquier número de conmutadores dentro de los convertidores 24, 28, tal como se conoce bien en la técnica.

Una unidad de control 29 controla los conmutadores electrónicos individuales en los convertidores 24, 28. Tal como se ilustra en la figura 1, la unidad de control 29 obtiene medidas como entradas a partir de los terminales de salida de generador 20 así como los terminales de entrada de red A, y controla el convertidor conectado a estator 24 y el convertidor del lado de red 28 usando modulación de ancho de pulso. La unidad de control 29 puede ser un controlador de potencia con capacidad de procesamiento, tal como ordenadores, microprocesadores, microcontroladores, placas de procesamiento de señales digitales (DSP), circuitos integrados de aplicación específica (ASIC) o muchos otros.

Los conmutadores electrónicos S1, S2, S3, S1', S2', S3', S1", S2", S3", S1"', S2"', S3" pueden comprender conmutadores de semiconductor de potencia tales como, por ejemplo, transistores con efecto de campo de semiconductor de óxido de metal (MOSFET), tiristores de apagado por compuerta (GTO), transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT), transistores de unión bipolar (BJT), o tiristores. Por tanto, el convertidor del lado de red 28 puede usarse para proporcionar potencia a la red eléctrica 36. La unidad de control 29 puede conectarse a una unidad de medición 30 que mide la corriente y tensión a partir de los terminales de entrada de red A. Una bobina de choque de red 32 o alternativamente impedancia de convertidor puede disponerse entre el convertidor del lado de red 28 y los terminales de entrada de red A. La bobina de choque de red 32 puede comprender una inductancia de convertidor L y una resistencia de convertidor R. Los terminales de entrada de red A pueden estar conectados a la red o bien directamente o bien a través de un transformador 34. La frecuencia nominal de la red es o bien a 50Hz o bien a 60Hz dependiendo del país de instalación de la turbina eólica.

Tal como se mencionó anteriormente, un problema en el control de la generación de potencia eléctrica de un generador de turbina eólica es la capacidad para adaptarse a la red eléctrica a la que está conectado, es decir, debe haber sincronización entre las señales de potencia del generador de turbina eólica y la red eléctrica, con el fin de permanecer conectado de manera activa en condiciones de funcionamiento genéricas.

La figura 2 ilustra una unidad de control que implementa un esquema de control de convertidor del lado de red según una realización de la invención. Debe observarse que la unidad de control 29 también incluye funciones de control para controlar otros componentes en el generador de turbina eólica, además del convertidor del lado de red. El esquema de control implementado en la unidad de control 29 recibe como entradas la tensión en los terminales de entrada de red A, que son tensiones de línea,  $U_{abc}$ , y en el enlace de CC,  $V_{CC}$ , y proporciona señales de control al convertidor del lado de red 28 tras la modulación PWM.

El esquema de control de convertidor del lado de red tiene dos bucles de control. Un primer bucle de control, implementado por el controlador de tensión de CC 42, es para regular la tensión de CC a su valor previamente establecido. La salida del controlador de tensión de enlace de CC es la referencia de potencia activa o amplitud de la referencia de corriente activa. Un segundo bucle de control, implementado por el controlador de corriente CA 46, controla la corriente en un marco estacionario. La referencia de potencia activa/amplitud de la referencia de corriente activa se regula mediante el segundo bucle de control de tal manera que puede lograrse el equilibrio de potencia entre el convertidor del lado de la máquina y el convertidor del lado de red, lo cual da a su vez como resultado regulación de tensión de enlace de CC.

En esta realización de la invención, una unidad de sincronización de red 40 proporciona las componentes de tensión de secuencia positiva y negativa  $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p, u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ , basándose en la tensión de línea  $U_{abc}$ , y un controlador de tensión de CC 42 proporciona la referencia de potencia activa  $P^*$  basándose en la tensión de enlace de CC  $V_{CC}$ . Una unidad de generación de referencia de corriente 44 recibe las componentes de tensión de secuencia positiva y negativa y la referencia de potencia activa como entradas y genera una referencia de corriente en un marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$ ,  $I_{\alpha}^*, I_{\beta}^*$ . Un controlador de corriente CA 46 recibe a continuación la referencia de corriente para proporcionar una tensión de control  $V_{\alpha}, V_{\beta}$ , que después se alimenta a un modulador PWM 48 para controlar el convertidor de CC/CA del lado de red 28 en consecuencia.

La figura 3 ilustra la unidad de sincronización de red 40 según una realización de la presente invención. La unidad de sincronización de red 40 incluye un detector de componente de secuencia de tensión 52, que comprende principalmente una unidad de integrador generalizado de segundo orden doble para la generación de señales de cuadratura (DSOGI-QSG) 56 en la que se generan componentes de secuencia positiva y negativa  $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p, u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ , en un marco de coordenadas estacionario  $\alpha$ - $\beta$ , y un estimador de frecuencia de red 54 que comprende una configuración de bucle enganchado en fase (PLL) que funciona en un marco de rotación síncrona (SRF).

La unidad de sincronización de red 40 también comprende un módulo de transformación  $\alpha$ - $\beta$  58 para transformar la tensión de línea trifásica  $U_{abc}$  del marco natural al marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$ . La tensión de línea trifásica  $U_{abc}$  se obtiene mediante la unidad de medición 30 que mide la corriente y tensión en terminales de entrada de red A de la turbina eólica 10. Lo anterior puede aplicarse de manera similar a la medición de corrientes de línea mediante la unidad de medición 30.

La matriz de transformación del módulo de transformación  $\alpha$ - $\beta$  58 puede expresarse usando la expresión:

$$\begin{bmatrix} u_{\alpha} \\ u_{\beta} \end{bmatrix} = T_{\alpha\beta} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -0.5 & -0.5 \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}$$

(1)

en la que  $u_{\alpha}$  y  $u_{\beta}$  son las componentes de tensión del marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$  y  $u_a, u_b$  y  $u_c$  son las componentes de tensión trifásica en el marco natural.

Después se pasa la referencia de tensión de línea  $\alpha$ - $\beta$ ,  $U_{\alpha}$  y  $U_{\beta}$ , al detector de componente de secuencia de tensión 52. Después la unidad DSOGI-QSG 56 filtra y obtiene una versión con un desplazamiento de  $90^\circ$  con respecto a las tensiones en el marco  $\alpha$ - $\beta$ . Después se introducen estas señales de la unidad DSOGI-QSG 56 en un calculador de secuencia positiva 60 y la tensión de secuencia positiva instantánea en el marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$  puede expresarse usando la siguiente ecuación:

$$u_{\alpha\beta}^p = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} u_{\alpha\beta}, \quad q = e^{-j\frac{\pi}{2}} \quad (2)$$

donde  $q$  es un operador de desplazamiento de fase en el dominio temporal que obtiene la forma de onda de fase de cuadratura (retardo de  $90^\circ$ ) de la forma de onda en fase original.

Las salidas desplazadas procedentes de la unidad DSOGI-QSG 56 también se proporcionan a un calculador de

secuencia negativa 62 que proporciona la componente de tensión de secuencia negativa en el marco  $\alpha$ - $\beta$  expresada usando la siguiente ecuación:

$$u_{\alpha\beta}^n = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} u_{\alpha\beta} \quad , \quad q = e^{-j\frac{\pi}{2}} \quad (3)$$

Con el fin de garantizar que el detector de componente de secuencia de tensión 52 da lugar a resultados precisos con variaciones de frecuencia de red, se implementa un sistema de bucle cerrado que permite una adaptación apropiada de la frecuencia de resonancia del detector a las condiciones de red reales. Esto también satisface el funcionamiento de la turbina eólica 10 con variaciones de frecuencia. Por tanto, se proporciona un estimador de frecuencia de red 54, que puede comprender un PLL de SRF para la detección de frecuencia de red y posterior adaptación de frecuencia de resonancia DSOGI-QSG. Antes de proporcionar la tensión de secuencia positiva a partir del calculador de secuencia positiva 60 al estimador de frecuencia de red 54, en primer lugar se traslada la tensión de secuencia positiva del marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$  al marco de referencia con rotación d-q mediante un módulo de transformación d-q 64, que se proporciona mediante la siguiente expresión:

$$T_{dq}^p = \begin{bmatrix} \cos \theta^p & \sin \theta^p \\ -\sin \theta^p & \cos \theta^p \end{bmatrix} \quad (4)$$

Dentro del estimador de frecuencia de red 54, el bucle de realimentación (que proporciona  $\theta^p$  al módulo de transformación d-q 64) regula la componente q a cero, controla la posición angular del marco de referencia d-q, y obtiene la frecuencia de red  $\omega_{red}$ .

La frecuencia de red  $\omega_{red}$  se proporciona como salida de la unidad de sincronización de red 40. La frecuencia de red  $\omega_{red}$  también se usa por un bucle de realimentación externo para adaptar dinámicamente la frecuencia de resonancia de la unidad de DSOGI-QSG 56. Por tanto, la unidad de sincronización de red 40 descrita en la figura 3 proporciona una solución sencilla y eficaz para obtener las tensiones de secuencia positiva y negativa y la frecuencia de red  $\omega_{red}$ .

Volviendo a la figura 2, se proporciona el controlador de tensión de CC 42 para regular la tensión de enlace de CC  $V_{cc}$  con el fin de actuar como referencia. Esto puede lograrse controlando o bien  $V_{cc}$  o bien  $V_{cc}^2$ . Por tanto, puede usarse  $f(V_{cc})$  para representar  $V_{cc}$  o  $V_{cc}^2$  (o cualquier otra función de  $V_{cc}$ ). Dado que el valor de la tensión de enlace de CC se muestra como referencia en corriente continua, puede usarse un controlador PI convencional para regular la tensión de enlace de CC  $f(V_{cc})$  basándose en una tensión de enlace de CC deseada  $f(V_{cc}^*)$ , donde  $f(V_{cc}^*)$  corresponde a la misma función que actúa sobre  $V_{cc}$ . La salida del bucle de control de CC es la referencia de potencia activa  $P^*$ . Los controladores PI se conocen bien en la técnica y no se desarrollarán en esta divulgación. El diseño de los parámetros de PI se basa en el requisito del bucle de control de CC/bucle de potencia. La referencia de la tensión de enlace de CC tiene habitualmente un valor previamente establecido y puede proceder del controlador de paso (no mostrado) de la turbina eólica, mediante un canal de comunicaciones adecuado.

En esta realización, también se proporciona una referencia de potencia reactiva  $Q^*$ . Puede haber muchas maneras de definir una referencia de potencia reactiva, también conocida de otro modo como punto de ajuste de potencia reactiva. Es posible decidir si la turbina debe funcionar a una referencia de potencia reactiva fijada o si debe establecerse dinámicamente según una referencia de factor de potencia. La turbina eólica también puede configurarse para cuando la potencia reactiva tiene una prioridad con respecto a la potencia activa. La referencia de potencia reactiva también puede ser una salida del control de potencia reactiva de la central eléctrica. El control de potencia reactiva descrito anteriormente se usa normalmente para mantener un factor de potencia constante a lo largo del funcionamiento de un grupo de turbinas. En este caso, el control de potencia reactiva y el grupo de turbinas se gestionarán por un sistema de gestión de carga central, que actualiza la referencia de potencia reactiva a las turbinas.

Alternativamente, en lugar de proporcionar la referencia de potencia activa, también puede proporcionarse la referencia de corriente activa. Por tanto, en este caso se proporcionará una referencia de corriente reactiva en lugar de la referencia de potencia reactiva. Por conveniencia, las entradas proporcionadas a la unidad de generación de referencia de corriente 44 son la referencia activa  $P^*$ , que comprende la referencia de potencia activa o la referencia de corriente activa, y la referencia reactiva  $Q^*$ , que comprende la referencia de potencia reactiva o la referencia de corriente reactiva.

Tal como se indicó anteriormente, se desea que la turbina eólica 10 funcione en determinadas condiciones de red. Esto requiere entender las condiciones de red y las características de turbina eólica de corriente en un determinado momento. Esto se proporciona, según la realización, al menos mediante el uso de la unidad de sincronización de red

40 y el controlador de tensión de CC 42. Las componentes de tensión positiva y negativa resultantes de la unidad de sincronización de red 40,  $u_\alpha^p, u_\beta^p, u_\alpha^n, u_\beta^n$ , y la referencia activa  $P^*$  resultante del controlador de tensión de CC 42, se proporcionan posteriormente como entradas, junto con la referencia reactiva  $Q^*$ , a la unidad de generación de referencia de corriente 44. Esto es para proporcionar una señal de referencia para el funcionamiento del convertidor del lado de red 28, es decir para hacer funcionar la turbina eólica 10 en las condiciones de red.

En una realización, la referencia de corriente se lleva a cabo en el marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$ . Por tanto, puede evitarse una compleja transformación de coordenadas (por ejemplo transformación al marco de rotación d-q).

La referencia de corriente puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{cases} i_\alpha^* = k_1(u_\alpha^p - u_\alpha^n) + k_2(u_\beta^p - u_\beta^n) \\ i_\beta^* = k_1(u_\beta^p - u_\beta^n) + k_2(-u_\alpha^p + u_\alpha^n) \end{cases} \quad (5)$$

10 donde la referencia de corriente activa es  $\begin{cases} i_{\alpha p}^* = k_1(u_\alpha^p - u_\alpha^n) \\ i_{\beta p}^* = k_1(u_\beta^p - u_\beta^n) \end{cases}$  y la referencia de potencia reactiva es

$$\begin{cases} i_{\alpha q}^* = k_2(u_\beta^p - u_\beta^n) \\ i_{\beta q}^* = k_2(-u_\alpha^p + u_\alpha^n) \end{cases}$$

y donde  $k_1 = \frac{2}{3} \frac{P^*}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]}$ ,  $k_2 = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]}$  y

$$u^p = \sqrt{(u_\alpha^p)^2 + (u_\beta^p)^2}, \quad u^n = \sqrt{(u_\alpha^n)^2 + (u_\beta^n)^2}$$

15 La referencia de corriente se facilita de tal manera que la potencia extraída de la turbina eólica 10 es constante para una velocidad de viento fijada y la corriente extraída de la turbina eólica es sinusoidal pero desequilibrada.

Con la referencia de corriente anterior, la potencia activa instantánea es

$$\begin{aligned} p &= \frac{3}{2}(u_\alpha i_\alpha^* + u_\beta i_\beta^*) \\ &= \frac{P^* u_\alpha (u_\alpha^p - u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* u_\alpha (u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{P^* u_\beta (u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* u_\beta (-u_\alpha^p + u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} \\ &= \frac{P^* (u_\alpha^p + u_\alpha^n)(u_\alpha^p - u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* (u_\alpha^p + u_\alpha^n)(u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{P^* (u_\beta^p + u_\beta^n)(u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* (u_\beta^p + u_\beta^n)(-u_\alpha^p + u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} \\ &= P^* + \bar{Q} \end{aligned} \quad (6)$$

Por tanto, se transfiere una potencia activa constante al lado de red.

La potencia reactiva instantánea es

$$\begin{aligned} q &= \frac{3}{2}(u_\beta i_\alpha^* - u_\alpha i_\beta^*) \\ &= \frac{P^* u_\beta (u_\alpha^p - u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* u_\beta (u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{P^* u_\alpha (u_\beta^p - u_\beta^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} + \frac{Q^* u_\alpha (-u_\alpha^p + u_\alpha^n)}{[(u^p)^2 - (u^n)^2]} \\ &= Q^* + \bar{P} \end{aligned} \quad (7)$$

20 Para cada una de las referencias de corriente,  $i_\alpha^*$  y  $i_\beta^*$ , después se proporciona una señal de error restando la corriente real  $i_\alpha$  y  $i_\beta$  de las mismas, usando unidades de suma 66. Las corrientes reales,  $i_\alpha$  y  $i_\beta$ , pueden obtenerse a partir de lecturas de las corrientes de línea trifásicas realizadas por la unidad de medición 30, y después sometidas a



una transformación al marco estacionario  $\alpha$ - $\beta$ , similar a lo realizado para las corrientes de línea tal como se describió anteriormente.

Después se alimenta cada una de las señales de error al controlador de corriente CA 46, que proporciona en consecuencia señales de control de convertidor  $V_\alpha$  y  $V_\beta$  a un controlador de PWM 48 para generar señales de compuerta para el control del convertidor del lado de red 28. El controlador de corriente CA 46 también recibe como entradas las señales de tensión real  $u_\alpha$  y  $u_\beta$ , así como la frecuencia de red estimada  $\omega_{red}$ . El controlador de PWM 48 funciona de una manera bien conocida por el experto en la técnica y no se describirá con gran detalle. El controlador de PWM 48 controla los conmutadores del convertidor del lado de red 28. El convertidor del lado de red 28 comprende un par de conmutadores para cada fase, que se controlan de una manera complementaria, por ejemplo según un esquema de modulación de ancho de pulso de vector espacial (SVPWM), que se conoce bien en la técnica.

Volviendo al controlador de corriente CA 46, con tensiones de red asimétricas, las magnitudes y la fase de corriente de red tendrán que ajustarse de tal manera que se transfiera la potencia instantánea requerida. Según la teoría de componentes simétricas, esto dará como resultado corrientes de línea CA desequilibradas que tienen componentes de secuencia tanto positiva como negativa. Un simple control de PI no puede proporcionar un buen rendimiento para regulación de corriente desequilibrada. Merece la pena indicar que las componentes de secuencia tanto positiva como negativa se convierten en términos de CA a una frecuencia fijada en el marco de referencia  $\alpha$ - $\beta$  estacionario.

Según una realización de la presente invención, se proporciona un control de corriente proporcional (P) + resonante (P+RCC) con un esquema de control de frecuencia de resonancia ajustable como controlador de corriente CA 46. Generalmente, un controlador P + resonante tiene una parte proporcional y una parte resonante. La parte resonante contribuye a la salida únicamente para frecuencias en la proximidad de una frecuencia central, que en una realización se establece para que corresponda con la frecuencia de la red eléctrica.

El controlador P + resonante tiene la capacidad de eliminar completamente un error en un parámetro alterno siempre que el parámetro alterne con una frecuencia próxima a la frecuencia central. Por tanto, se elimina la necesidad de realizar la transformación en un marco de rotación. En vez de eso, el control puede aplicarse directamente en una corriente trifásica o una transformación bifásica (por ejemplo, estacionaria  $\alpha$ - $\beta$ ).

Generalmente, un controlador P + resonante, que se usa como ejemplo en este caso, puede presentarse tal como se ilustra esquemáticamente en la figura 4A. En la figura 4B se ilustra un gráfico de Bode para el controlador. El controlador tiene una parte proporcional 68 y una parte resonante 70. La parte resonante 70 contribuye a la salida únicamente para frecuencias en la proximidad de una frecuencia central o frecuencia de resonancia,  $\omega_{re}$ , que en la presente divulgación corresponde a la frecuencia de la corriente de red. Puede observarse que la disposición esquemática del controlador P + resonante en la figura 4A es una implementación teórica, ya que una implementación práctica requiere alguna forma de amortiguación. La función de transferencia de un controlador P + resonante ideal puede definirse como:

$$H_{CA}(s) = K_p + \frac{K_I s}{s^2 + \omega_{re}^2} \quad (8)$$

donde  $K_p$  y  $K_I$  son ganancias de controlador y  $\omega_{re}$  es la frecuencia de resonancia.

La función de transferencia de un controlador P + resonante, habiendo tenido en cuenta la amortiguación, puede definirse por tanto de la siguiente manera:

$$H_{AC}(s) = K_p + \frac{2K_I \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_{re}^2} \quad (9)$$

donde  $\omega_c$  es el factor de amortiguación.

Este controlador tiene la capacidad de eliminar completamente un error también en un parámetro alterno siempre que el parámetro alterne con una frecuencia próxima a  $\omega_{re}$ . Por tanto, puede eliminarse la necesidad de realizar la transformación en un marco de rotación. En vez de eso, puede aplicarse control directamente en una corriente trifásica o una transformación bifásica de la misma. Al mismo tiempo, el parámetro de frecuencia de resonancia  $\omega_{re}$  se alimenta al controlador.  $K_p$  y  $K_I$  pueden ser constantes o pueden variar según la frecuencia de resonancia para lograr propiedades dinámicas diferentes.

Mediante transformación bilineal, la versión discreta del controlador en la ec. (9) se muestra en la ec. (10).

$$H_{AC}(z) = H_{AC}(s) \Big|_{s=\frac{z-1}{T_s z+1}} = \frac{r_2 z^2 + r_1 z + r_0}{z^2 + c_1 z + c_0} = \frac{r_2 + r_1 z^{-1} + r_0 z^{-2}}{1 + c_1 z^{-1} + c_0 z^{-2}} \quad (10)$$

donde los coeficientes de controlador discreto se facilitan en la ec. (11):

$$c_1 = \frac{2\omega_{red}^2 - 2\left(\frac{2}{T_s}\right)^2}{\left(\frac{2}{T_s}\right)^2 + 2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right) + \omega_{red}^2}, \quad c_0 = \frac{\left(\frac{2}{T_s}\right)^2 - 2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right) + \omega_{red}^2}{\left(\frac{2}{T_s}\right)^2 + 2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right) + \omega_{red}^2}$$

$$r_2 = \frac{2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right)K_i}{\left(\frac{2}{T_s}\right)^2 + 2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right) + \omega_{red}^2}, \quad r_0 = \frac{-2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right)K_i}{\left(\frac{2}{T_s}\right)^2 + 2\omega_c\left(\frac{2}{T_s}\right) + \omega_{red}^2} \quad (11)$$

$$r_1 = 0$$

- 5 Haciendo referencia a la figura 5, el controlador de corriente CA 46 se representa esquemáticamente en una realización con controladores P + resonantes. El controlador de corriente CA 46 comprende 2 controladores P+RCC 72 para determinar las componentes  $\alpha$  y  $\beta$  de la tensión de control. Cada controlador P+RCC recibe una señal de error 74 que se obtiene restando las corrientes reales  $I_\alpha$  y  $I_\beta$  de las referencias de corriente  $I_\alpha^*$  y  $I_\beta^*$  usando unidades de suma 66. Puede observarse que cada controlador P+RCC 72 tiene sus propias partes proporcionales 68 y partes resonantes 70 y funciona con la función de transferencia tal como se definió anteriormente en la ecuación (9).
- 10 La frecuencia de red  $\omega_{red}$  se proporciona al controlador de corriente CA 46 a partir de la unidad de sincronización de red 40, y se usa como frecuencia central para el funcionamiento ( $\omega_{re}$ ). Las tensiones de línea  $u_\alpha$  y  $u_\beta$  también se proporcionan al controlador de corriente CA 46 como entradas de alimentación directa y se añaden a las señales resultantes usando unidades de suma 66 para proporcionar las tensiones de control  $V_\alpha$  y  $V_\beta$  que posteriormente se alimentan a un modulador PWM 48 para controlar el convertidor del lado de red 28 en consecuencia.
- 15 En realizaciones alternativas de la presente invención, puede haber otras implementaciones del controlador de corriente CA 46. Por ejemplo, puede usarse un esquema de control de corriente repetitivo digital que se ha adaptado para ajustar según la variación de frecuencia. Otra implementación puede ser un control de estructura variable integral que tiene una superficie de conmutación aumentada integral (de tipo PI). Alternativamente, puede usarse un controlador de corriente híbrido basado en control de aprendizaje iterativo como controlador de corriente CA 46.
- 20 Debe observarse que además de las realizaciones a modo de ejemplo de la invención mostradas en los dibujos adjuntos, la invención puede realizarse de diferentes formas y no debe interpretarse como limitada a las realizaciones expuestas en el presente documento. En vez de eso, estas realizaciones se proporcionan de modo que esta divulgación sea exhaustiva y completa, y transmita completamente el concepto de la invención a los expertos en la técnica. El alcance de la invención viene indicado por tanto por las reivindicaciones adjuntas y por tanto se pretende que todos los cambios que entren dentro del significado y alcance de equivalencia de las reivindicaciones queden abarcados.
- 25

Además, las realizaciones descritas en el contexto del método descrito son válidas de manera análoga para el aparato.

**REIVINDICACIONES**

1. Método para controlar un convertidor de potencia (28) en un generador de turbina eólica (10), estando el convertidor de potencia (28) conectado a una red eléctrica (36), comprendiendo el método:
  - 5 obtener una tensión de línea de corriente alterna (CA) ( $U_{abc}$ ) en un punto de conexión entre el convertidor de potencia (28) y la red eléctrica (36),
  - obtener una frecuencia ( $\omega_{red}$ ) de la red eléctrica (36) basándose en la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ),
  - adaptar dinámicamente la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ) a la frecuencia ( $\omega_{red}$ ) de la red eléctrica (36),
  - generar una señal de referencia basándose al menos en la tensión de línea de CA adaptada a la frecuencia, y
  - 10 determinar una señal de control de convertidor ( $V_{\alpha}$ ,  $V_{\beta}$ ) para controlar el convertidor de potencia (28) basándose en la señal de referencia y la frecuencia de red ( $\omega_{red}$ ) con el fin de generar una potencia a la frecuencia ( $\omega_{red}$ ) de la red eléctrica (36).
2. Método según la reivindicación 1, en el que la determinación de la señal de control de convertidor ( $V_{\alpha}$ ,  $V_{\beta}$ ) se lleva a cabo en un marco de coordenadas estacionario.
- 15 3. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que no se lleva a cabo ninguna transformación de coordenadas durante la etapa de determinar la señal de control de convertidor ( $V_{\alpha}$ ,  $V_{\beta}$ ) a partir de la señal de referencia y la frecuencia de red ( $\omega_{red}$ ).
4. Método según la reivindicación 3, en el que la señal de control de convertidor ( $V_{\alpha}$ ,  $V_{\beta}$ ) se proporciona mediante un controlador de corriente P + resonante (72) con frecuencia de resonancia variable.
- 20 5. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la señal de referencia comprende una señal de error (74) generada basándose en una diferencia entre una referencia de corriente ( $I_{\alpha}^*$ ,  $I_{\beta}^*$ ) y una corriente CA real ( $I_{\alpha}$ ,  $I_{\beta}$ ) obtenida en el punto de conexión entre el convertidor de potencia (28) y la red eléctrica (36).
6. Método según la reivindicación 5, en el que la referencia de corriente ( $I_{\alpha}^*$ ,  $I_{\beta}^*$ ) se determina basándose en una referencia activa (P\*) y una referencia reactiva (Q\*).
- 25 7. Método según la reivindicación 6, en el que la referencia activa (P\*) se genera usando un controlador de realimentación con una señal de entrada basada en una diferencia entre una función de una tensión de CC de referencia ( $f(V_{cc}^*)$ ) y una función de una tensión de CC real ( $f(V_{cc})$ ).
8. Método según la reivindicación 7, en el que el controlador de realimentación es un controlador PI.
- 30 9. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además determinar componentes de secuencia positiva ( $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p$ ) y componentes de secuencia negativa ( $u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ ) de la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ).
10. Método según la reivindicación 9, en el que las componentes de secuencia positiva y negativa ( $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p, u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ ) se usan en la generación de la señal de referencia.
- 35 11. Método según la reivindicación 10, en el que la referencia de corriente ( $I_{\alpha}^*$ ,  $I_{\beta}^*$ ) se genera en un marco de coordenadas estacionario.
12. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 9-11, en el que las componentes de secuencia positiva y de secuencia negativa ( $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p, u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ ) se determinan usando un integrador y la frecuencia de red ( $\omega_{red}$ ) se genera usando un bucle enganchado en fase (PLL).
- 40 13. Método según la reivindicación 12, en el que las componentes de secuencia positiva y negativa ( $u_{\alpha}^p, u_{\beta}^p, u_{\alpha}^n, u_{\beta}^n$ ) se determinan con un integrador generalizado de segundo orden doble para la generación de señales de cuadratura.
14. Generador de turbina eólica (10), que comprende:
  - un generador eléctrico (18),
  - 45 un convertidor de potencia (28), estando el convertidor de potencia (28) conectado entre el generador

eléctrico (18) y una red eléctrica (36), y

una unidad de control (29) para controlar el convertidor de potencia (28), comprendiendo la unidad de control (29):

5 una unidad de medición (30) para obtener una tensión de línea de corriente alterna (CA) ( $U_{abc}$ ) en un punto de conexión entre el convertidor de potencia (28) y la red eléctrica (36),

una unidad de sincronización de red (40) para obtener una frecuencia ( $\omega_{red}$ ) de la red eléctrica (36) basándose en la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ) y adaptar dinámicamente la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ) a la frecuencia ( $\omega_{red}$ ) de la red eléctrica,

10 una unidad de generación de referencia de corriente (44) para generar una señal de referencia basándose al menos en la tensión de línea de CA ( $U_{abc}$ ), y

una unidad de control de corriente CA (46) para determinar una señal de control de convertidor ( $V_\alpha, V_\beta$ ) basándose en la señal de referencia y la frecuencia ( $\omega_{red}$ ) para controlar el convertidor de potencia (28).

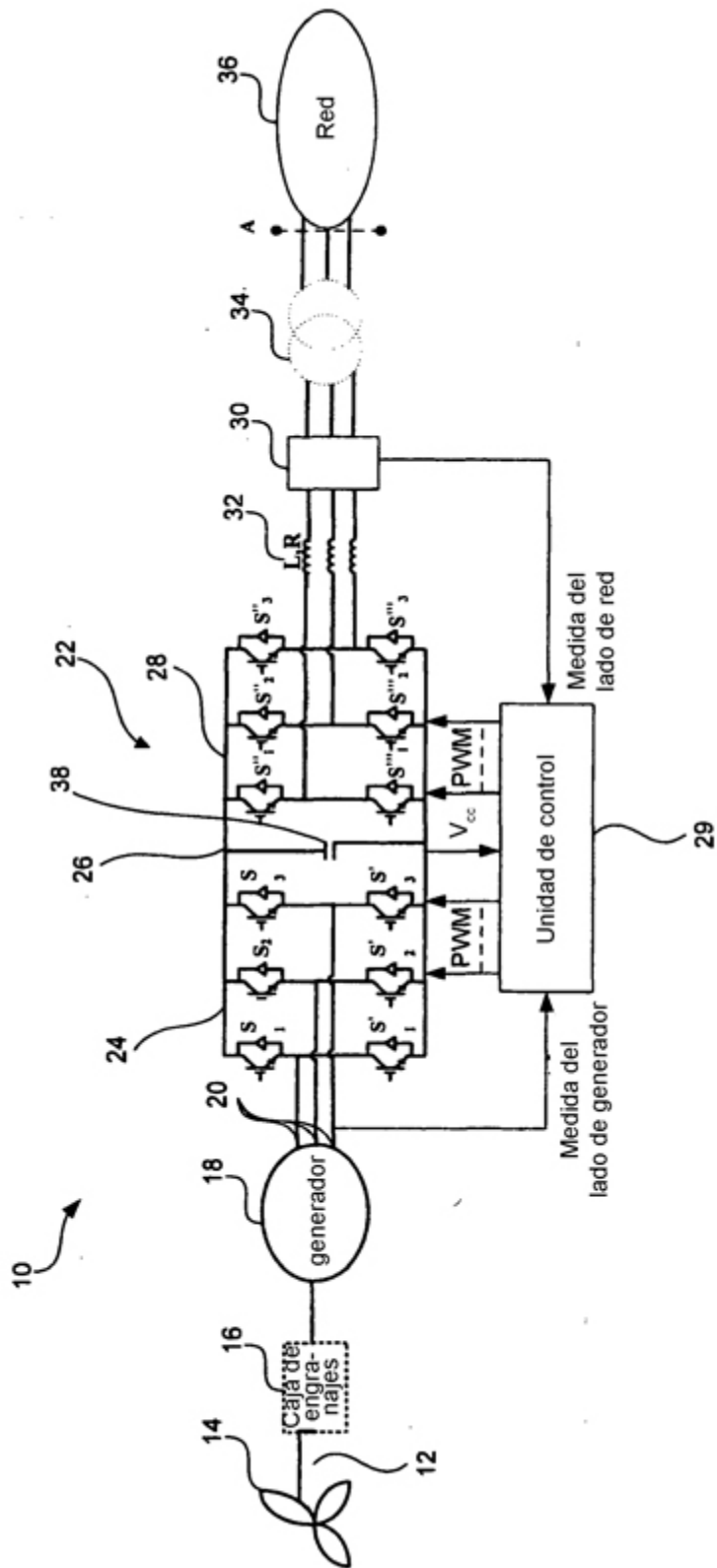


Fig 1

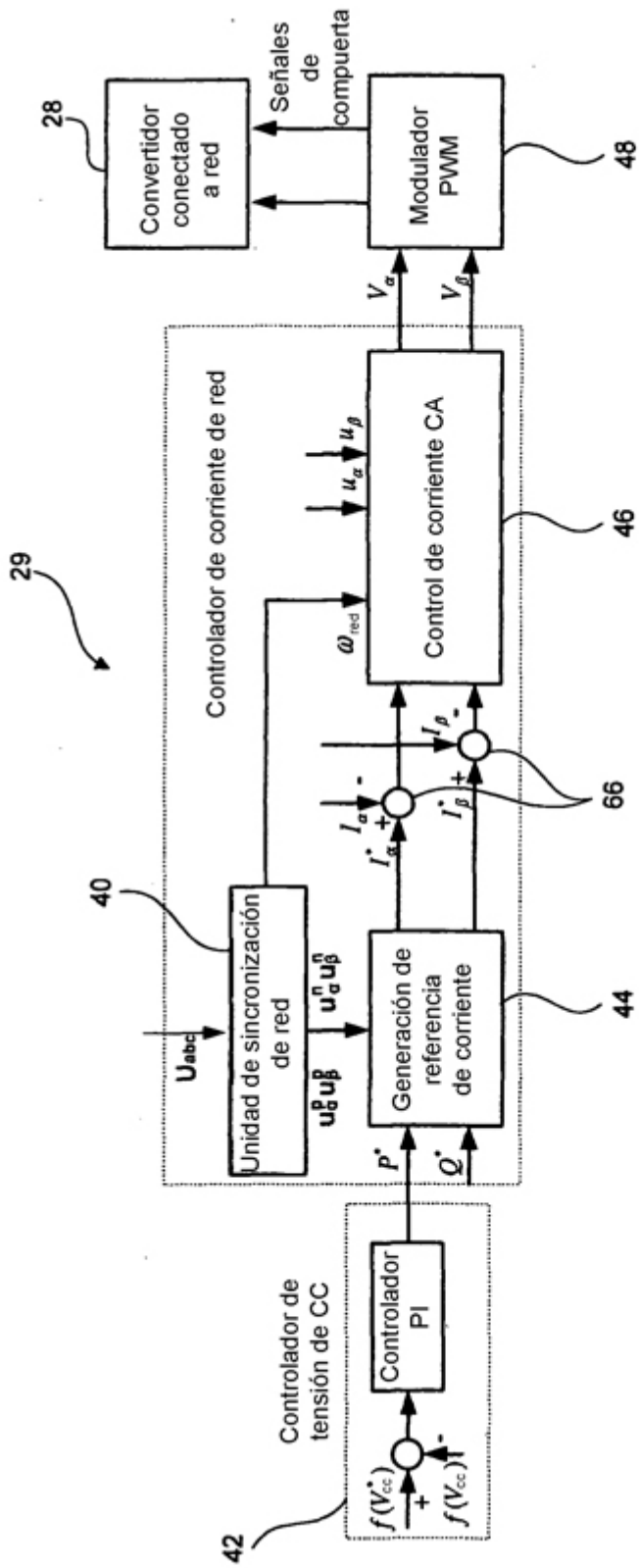


Fig 2

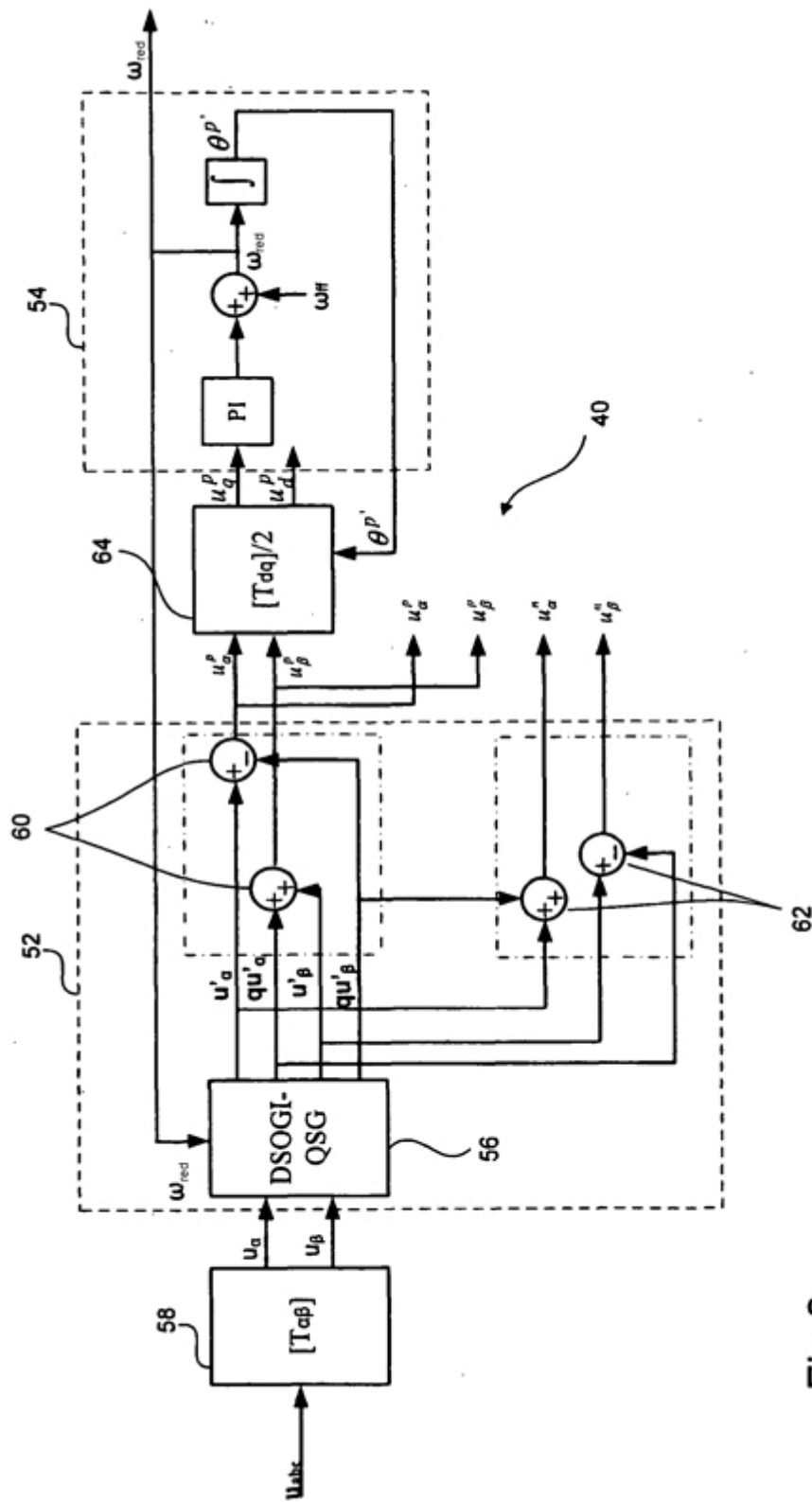


Fig 3

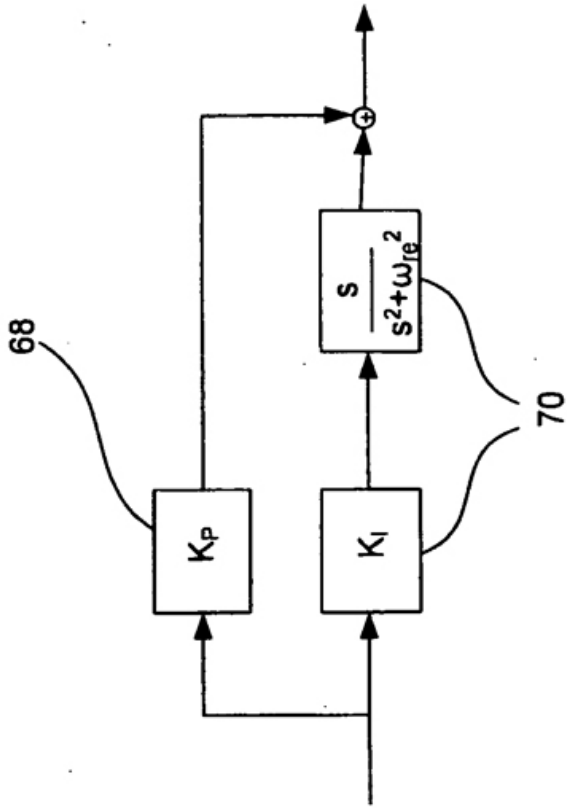


Fig 4A

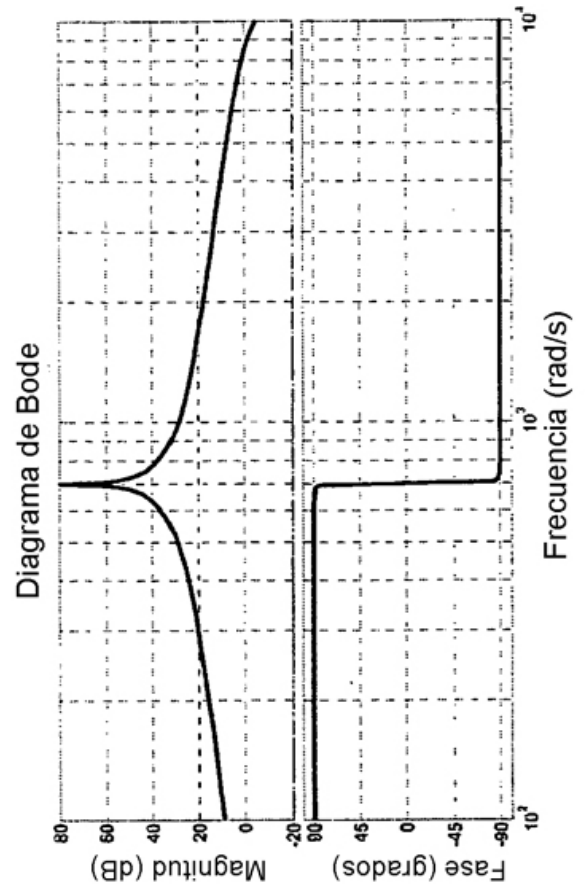


Fig 4B



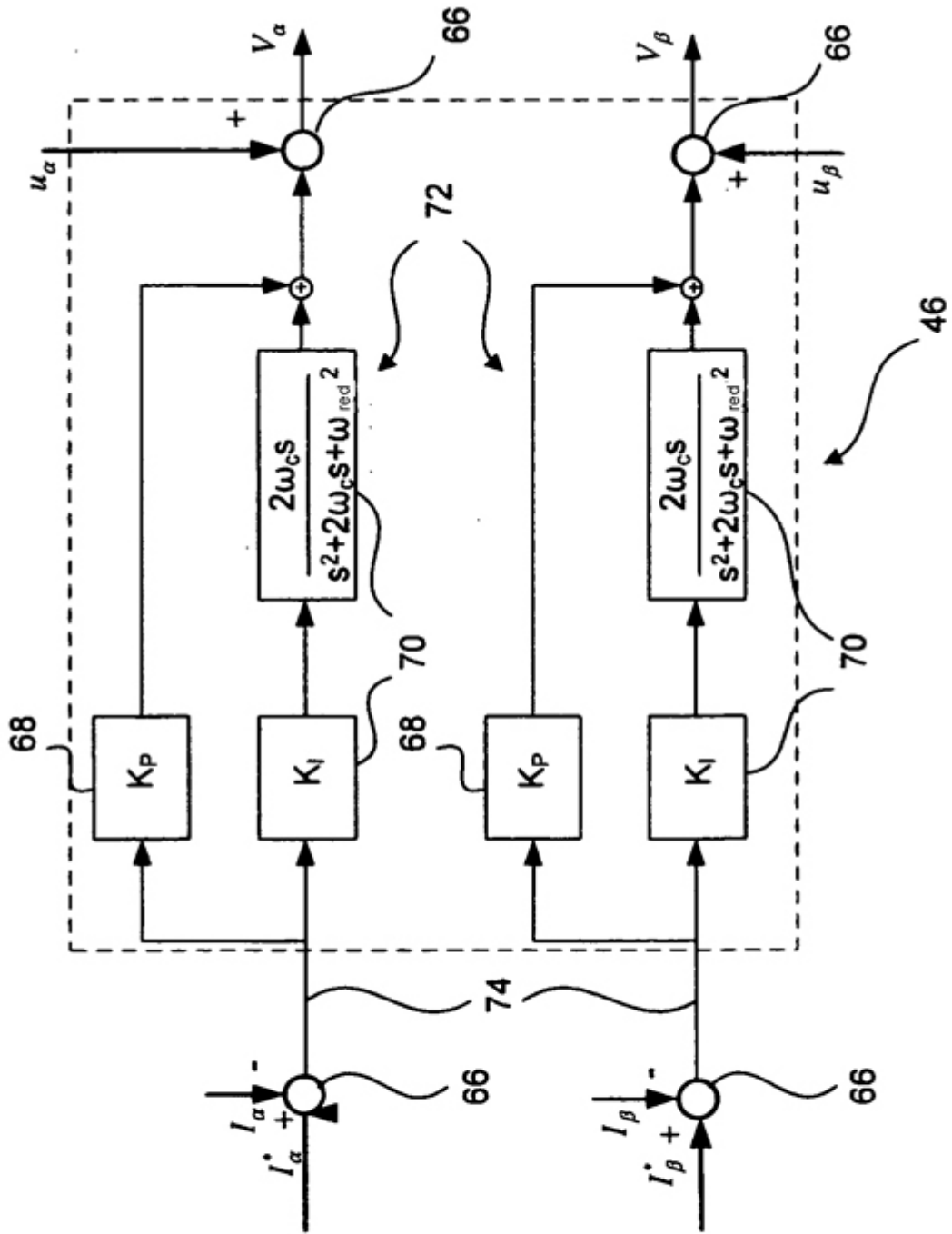


Fig 5