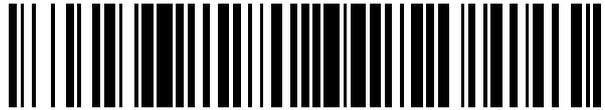


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 717 894**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/00**

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **14.05.2012 PCT/DK2012/050169**

87 Fecha y número de publicación internacional: **06.12.2012 WO12163355**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.05.2012 E 12723090 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.02.2019 EP 2715900**

54 Título: **Sistema y método para generar una respuesta inercial a un cambio de tensión de una red eléctrica**

30 Prioridad:

**31.05.2011 US 201113149054**

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

**26.06.2019**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**TARNOWSKI, GERMÁN CLAUDIO**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 717 894 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

Sistema y método para generar una respuesta inercial a un cambio de tensión de una red eléctrica

5 **Campo técnico**

Esta solicitud se refiere en general a sistemas de generación de energía y, más en concreto, a sistemas, métodos y productos de programas informáticos para proporcionar una respuesta inercial de un sistema de energía eólica a un cambio de tensión de una red eléctrica.

10

**Antecedentes**

Una red eléctrica de corriente alterna (CA) comprende generalmente una red de máquinas síncronas acopladas a través de una red de líneas de transmisión que proporcionan la energía generada por las máquinas síncronas a una pluralidad de clientes. Una máquina síncrona del tipo normalmente utilizado para generar energía eléctrica en una red eléctrica incluye un elemento móvil magnético o rotor y varias bobinas conductoras fijas que comprenden un estator. Para generar energía eléctrica, el rotor se acopla a una fuente de energía rotacional conocida como motor primario y el estator se acopla a una carga. La energía eléctrica se proporciona a la carga cuando el motor primario aplica par al rotor, lo que hace que el rotor gire con respecto al estator. El movimiento del rotor con relación al estator expone el estator a un flujo magnético variable, que induce corrientes alternas en el estator y de esta manera proporciona energía eléctrica a la carga. La energía rotacional proporcionada por el motor primario se convierte de este modo en energía eléctrica en los terminales de salida de la máquina síncrona, estando relacionadas la fase y la frecuencia de la corriente alterna en los terminales de salida con la velocidad angular y la posición del rotor.

20

25

El intercambio de energía entre el rotor y el estator de una máquina síncrona también funciona a la inversa. Si una fuente de alimentación externa, tal como otra máquina síncrona que funciona como un generador, produce en el estator corrientes que tienen una relación de fase avanzada con el rotor, el flujo magnético variable producido por el estator puede producir un momento de par en el rotor. La máquina síncrona puede funcionar así, ya sea como un generador que convierte energía rotacional en energía eléctrica (modo de generación), o como un motor que convierte energía eléctrica en energía rotacional (modo motorizado) dependiendo de la relación entre la fase de la tensión terminal y la posición angular del rotor. Debido a esta relación entre la posición de rotor y la tensión terminal, cuando dos máquinas síncronas están conectadas en paralelo y funcionan como generadores para alimentar una carga común, la frecuencia de los rotores normalmente se sincroniza mediante interacciones eléctricas entre las máquinas síncronas.

30

35

La generación de energía eléctrica en las redes eléctricas de hoy en día se proporciona principalmente mediante el acoplamiento de múltiples combinaciones de máquina síncrona/motor primario, o generadores síncronos, a la red en paralelo. En una red eléctrica típica, numerosos generadores síncronos se encuentran en varias centrales de energía que utilizan varias fuentes de energía para alimentar los motores primarios. Ejemplos de motores primarios comúnmente empleados incluyen turbinas propulsadas con vapor producido por la combustión de combustibles fósiles o calor procedente de reacciones nucleares, turbinas hidroeléctricas y turbinas de gas. Los generadores síncronos se hacen funcionar en diferentes ubicaciones geográficas para proporcionar potencia a la red en varios puntos de conexión a la red. La carga colectiva presentada por la red es por tanto mucho mayor que la potencia nominal de cualquier generador síncrono individual. Debido a esta disparidad en la capacidad de un solo generador síncrono y la capacidad de la red, un único generador síncrono típicamente no tendrá un efecto apreciable sobre la frecuencia de red. La frecuencia de red existente determinará así en gran medida la velocidad angular del rotor de un generador síncrono conectado a la red.

40

45

50

Cuando se desea que el generador síncrono proporcione más potencia a la red, la salida del motor primario se incrementa, lo que provoca un par adicional que debe aplicarse al rotor de la máquina síncrona. El aumento de par impulsa la posición angular del rotor hacia delante con respecto a la fase del campo de estator de tensión terminal. El aumento resultante en el ángulo de carga, también conocido como el ángulo de desplazamiento, entre la tensión interna producida por la corriente de campo que actúa sola y la tensión terminal del generador síncrono da como resultado un aumento de la potencia proporcionada a la red. La interrelación entre el ángulo de carga y la potencia de salida actúa en combinación con la potencia cinética almacenada en las masas en rotación de los generadores síncronos para impartir un efecto de volante inherente a la red.

55

60

El efecto de volante actúa como un mecanismo de estabilidad que contribuye a un funcionamiento seguro y fiable de la red al proporcionar lo que se conoce como una respuesta inercial a los transitorios de tensión de red. Esta respuesta inercial es una respuesta de potencia de salida activa inherente de los generadores síncronos a condiciones transitorias de red que ayudan a mantener el equilibrio de potencia entre el consumo total de la red y la potencia total suministrada a la red. Por ejemplo, un aumento repentino de la carga en la red típicamente derivará en una disminución de la frecuencia de la tensión en los terminales del generador síncrono, que inicialmente causará un aumento del ángulo de carga. Los resultados inmediatos del aumento del ángulo de carga incluyen: (1) un aumento del par de restricción proporcionado por el rotor; y (2) un aumento de la potencia de salida instantánea del generador síncrono. El aumento de par de restricción se opondrá al par suministrado por el motor primario y hará que el rotor

65

se desacelere de manera que el ángulo de carga comience a disminuir de nuevo hacia su valor preincidencia. Sin embargo, el momento de inercia del generador síncrono limitará la aceleración angular del rotor, lo que limita la velocidad a la que cambia el ángulo de carga a media que la energía cinética almacenada en el generador síncrono es transferida a la red. Del mismo modo, disminuciones bruscas de carga de red pueden derivar en un ángulo de carga disminuido, disminuyendo la salida instantánea del generador síncrono y dando como resultado que un exceso de producción de potencia sea absorbido por un aumento de la energía cinética almacenada en las masas en rotación del generador síncrono.

La masa en rotación del generador síncrono proporciona de ese modo una respuesta inercial que ralentiza la velocidad de cambio en la frecuencia de red en respuesta a desequilibrios repentinos entre la carga y la producción de potencia. Al liberar y almacenar potencia cinética procedente de las masas en rotación del generador, los generadores síncronos aumentan la estabilidad de red y permiten que el tiempo de los motores primarios responda a desequilibrios de potencia. Cuanto mayor sea la masa en rotación total en la red con respecto al cambio en la demanda de potencia, menor será el cambio de frecuencia de red en respuesta al desequilibrio de potencia. Por tanto, las redes vinculadas a un mayor número de generadores síncronos suelen proporcionar un control de frecuencia más estable al permitir que reguladores de motor primario y controles de frecuencia primarios tengan más tiempo para responder a cambios en la demanda de potencia.

La generación de energía eólica es una fuente de potencia alternativa para suministrar potencia eléctrica a la red eléctrica. Un sistema de energía eólica puede incluir una o más turbinas eólicas, comprendiendo un sistema típico de energía eólica un parque eólico que tiene múltiples turbinas eólicas agrupadas juntas para proporcionar potencia a la red en una ubicación común. Las turbinas eólicas normalmente funcionan para producir la máxima cantidad de potencia eléctrica posible en las condiciones de viento existentes, lo que puede permitir que otros motores primarios conectados a la red sean estrangulados para conservar potencia. Para maximizar la eficiencia aerodinámica de la turbina eólica, la turbina eólica funciona típicamente a una velocidad de punta de pala óptima con respecto a la relación de velocidad del viento. Debido a que la velocidad del viento normalmente varía considerablemente en el rango de funcionamiento de la turbina eólica, maximizar la eficiencia aerodinámica de la turbina eólica hará que la velocidad del rotor varíe con la velocidad del viento.

Para compensar las variaciones de velocidad del rotor, las turbinas eólicas se acoplan normalmente a la red a través de convertidores de potencia electrónicos de modo que el generador de turbina eólica pueda girar a una velocidad angular independiente de la frecuencia de red. Los convertidores de potencia electrónicos convierten la potencia de frecuencia variable producida por la turbina eólica en potencia que se sincroniza con la tensión de red. Los controladores convencionales para convertidores de potencia electrónicos están diseñados típicamente para hacer que el convertidor transfiera potencia a la red eléctrica a un ritmo que maximice la potencia de salida instantánea de las turbinas eólicas conectadas al convertidor. Debido a que los convertidores de potencia electrónicos convencionales no proporcionan una respuesta de potencia inherente como una máquina síncrona, los sistemas de generación de potencia de turbinas eólicas que utilizan controladores de convertidores de potencia convencionales no favorecen la estabilidad de la red. Por tanto, los desequilibrios de potencia transitorios en la red deben ser compensados por los generadores síncronos que quedan en el sistema de potencia. Un sistema de generación de energía eólica de la técnica anterior se da a conocer en ROBERT J ET AL: Gestión de conexión de microrred basada en un agente de conexión inteligente, I ECON 2010 - 36.<sup>a</sup> CONFERENCIA ANUAL DE IEEE INDUSTRIAL ELECTRON ICS SOCIETY, IEEE, PISCATAWAY, NJ, EE. UU., 7 de noviembre de 2010 (2010 - 11 -07) páginas 3028 -3033.

La publicación de solicitud de patente US2007120369A1 describe un sistema de energía eólica que comprende sistemas de turbina eólica, incluyendo cada uno un rotor, un generador conectado con el rotor, un convertidor de potencia que acopla el generador con la red eléctrica, configurado el convertidor de potencia para transferir al menos una parte de la potencia generada entre la turbina eólica y la red eléctrica, y un controlador central acoplado operativamente a las turbinas eólicas.

A medida que aumenta la demanda de energía eólica, disminuye la respuesta inercial proporcionada por generadores síncronos no relacionados con turbinas eólicas ya que la cantidad total de energía cinética almacenada en la red será menor con respecto a la capacidad total de la red. Como consecuencia, la estabilidad de frecuencia de red puede degradarse con el aumento de penetración de energía eólica en la red eléctrica. Por tanto, pueden esperarse variaciones de frecuencia más rápidas y más grandes ya que la energía eólica se vuelve más frecuente, dando como resultado reducciones asociadas en la estabilidad y la fiabilidad de todo el sistema de potencia.

Por tanto, se necesitan sistemas, métodos y productos de programa informático mejorados para controlar cómo los sistemas de energía eólica proporcionan potencia a la red que mantienen la fiabilidad y estabilidad de la red eléctrica y permiten un aumento de penetración de sistema de energía eólica.

## Sumario

Para hacer frente a estas y otras deficiencias de los sistemas convencionales, se proporcionan métodos y sistemas para controlar la potencia de salida de un sistema de energía eólica. La presente invención se define en las

reivindicaciones independientes.

En una realización, se proporciona un método para controlar la potencia de salida de un sistema de energía eólica que incluye supervisar la tensión de red en un punto de conexión y generar una tensión de referencia interna que  
5 tenga una frecuencia angular y un ángulo de fase. El método incluye además comparar el ángulo de fase de la tensión de red con el ángulo de fase de la tensión de referencia interna para generar un componente en cuadratura de la tensión de red y generar una respuesta inercial sintética en función del componente en cuadratura de la tensión de red. El método incluye además ajustar un punto de ajuste para la potencia de salida desde el sistema de energía eólica que incluye la respuesta inercial sintética como componente.

En otra realización, se proporciona un método para generar una respuesta inercial sintética a partir de un sistema de energía eólica que incluye muestrear una tensión de una red eléctrica en un punto de conexión y generar una tensión de referencia interna que tenga una frecuencia angular y un ángulo de fase. El método incluye además sincronizar la fase de la tensión de referencia interna con la fase de la tensión de red usando un bucle de control y  
15 ajustar una potencia de salida del sistema de energía eólica usando una señal de error generada por el bucle de control.

Todavía en otra realización, se proporciona un sistema para proporcionar potencia a una red eléctrica que incluye uno o más sistemas de turbina eólica, incluyendo cada sistema de turbina eólica un rotor, un generador conectado con el rotor y un convertidor de potencia que acopla el generador de la turbina eólica con la red eléctrica. El convertidor de potencia está configurado para transferir al menos una parte de la potencia generada entre la turbina eólica y la red eléctrica. El sistema incluye además un controlador central configurado funcionalmente para generar una señal de respuesta inercial sintética y para ajustar la cantidad de potencia transferida entre los sistemas de turbina eólica y la red eléctrica en función al menos en parte de la señal de respuesta inercial sintética.

### Breve descripción de los dibujos

Los dibujos adjuntos, que se incorporan en y constituyen una parte de esta memoria descriptiva, ilustran varias realizaciones de la invención y, junto con una descripción general de la invención dada anteriormente y la descripción detallada de las realizaciones dadas a continuación, sirven para explicar las realizaciones de la invención.

La figura 1 es un diagrama de bloques de un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica mediante un circuito convertidor de tensión, con un sistema de control que incluye un controlador central y un controlador de respuesta inercial de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 2 es un diagrama de bloques que ilustra detalles del controlador central ilustrado en la figura 1, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 3 es un diagrama de bloques que ilustra detalles del generador de señal de respuesta inercial sintética que se ilustra en las figuras 1 y 2, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 4 es un diagrama de bloques del bloque de calculadora de respuesta inercial sintética de la figura 3, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 5 es un diagrama de bloques del circuito de realimentación en bucle de la figura 3, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 6 es un diagrama de bloques del generador de señal de referencia de respuesta inercial que se ilustra en la figura 2, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 7 es un diagrama gráfico que ilustra la relación entre la señal de respuesta inercial sintética, la señal de referencia de respuesta inercial, un estado de indicador de inercia, un estado de indicador de recuperación y la velocidad angular de rotor de turbina eólica, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 8 es un organigrama que ilustra el funcionamiento del controlador de potencia de salida de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 9 es un diagrama gráfico que ilustra la relación entre la señal de respuesta inercial sintética, la señal de referencia de respuesta inercial, un estado de indicador de inercia, un estado de indicador de recuperación y la velocidad angular de rotor de turbina eólica cuando la velocidad del rotor disminuye a un umbral mínimo permisible, de acuerdo con una realización de la invención.

La figura 10 es una vista esquemática del controlador de potencia de salida, la turbina eólica y la red eléctrica.

### Descripción detallada

Generalmente, las realizaciones de la invención se refieren a sistemas de generación de potencia de turbina eólica y otras fuentes de potencia que dependen de la conversión de tensión para transferir potencia eléctrica a la red. Para mejorar el impacto de un sistema de potencia de turbina eólica sobre la estabilidad de la red, se determina y proporciona una respuesta inercial sintética a un controlador de conversión de tensión. En condiciones de estado estacionario, el valor de la respuesta inercial puede ser cero, de modo que el controlador de conversión de tensión funciona de una manera convencional para transferir la máxima potencia del viento a la red. En respuesta a las fluctuaciones de tensión de la red, el valor de respuesta inercial sintética se convierte en distinto de cero, lo que hace que la salida de un controlador de respuesta inercial produzca una señal de referencia de respuesta inercial. La

señal de referencia de respuesta inercial puede hacer que el controlador de potencia de salida ajuste la potencia de salida del sistema de turbina eólica en oposición a las fluctuaciones de tensión de red. Para este fin, la tensión de la red se supervisa y se compara con una tensión de referencia interna que tiene una velocidad angular y un ángulo de fase, que son generados por un bucle de control que tiene una función de respuesta transitoria que proporciona una respuesta inercial deseada.

En condiciones de estado estacionario, la velocidad angular de la tensión de referencia interna es igual a la frecuencia de red, lo que produce un valor de respuesta inercial cero. Cuando se produce un gran desequilibrio de potencia en la red, el ángulo de fase de la tensión de red se desvía del de la tensión de referencia interna, lo que provoca una señal de respuesta inercial sintética distinta de cero para ser generada en el bucle de control. La señal de respuesta inercial sintética se utiliza para generar una señal de referencia de respuesta inercial, que se añade al punto de ajuste de potencia del sistema de control de convertidor de tensión. La potencia de salida del convertidor de tensión es así modulada por la señal de referencia de respuesta inercial. El controlador de convertidor de tensión extrae de ese modo potencia de la reserva de potencia contenida en el momento de inercia del sistema de turbina eólica para generar una respuesta de salida opuesta a la fluctuación de tensión de red. Los sistemas de control de convertidor que incluyen el funcionamiento de respuesta inercial pueden de este modo mejorar la estabilidad de la red haciendo que la salida del sistema de turbina eólica responda a los transitorios de la red de una manera que reduzca la fluctuación de tensión de red.

Con referencia a la figura 1, un sistema de energía eólica 10 puede incluir uno o más sistemas de turbina eólica 11 y un controlador central 15. El sistema de turbina eólica ejemplar 11 puede incluir una turbina eólica 12, un convertidor de potencia 16 acoplado eléctricamente a una red eléctrica 18 mediante uno o más inductores de filtro 20, un controlador de turbina 21 y un controlador de potencia de salida 22. La turbina eólica 12 incluye un rotor 13 que convierte energía eólica en potencia rotacional, que se acopla funcionalmente a un generador 14, que convierte la potencia rotacional suministrada por el rotor 13 de turbina eólica 12 en potencia eléctrica.

En un sistema de turbina eólica típico 11, el controlador de turbina 21 está configurado para supervisar la velocidad del rotor 13 y ajustar el paso de las palas de rotor en respuesta a las condiciones del viento existentes con el fin de maximizar la salida del sistema de turbina eólica 11. Cuando la velocidad del viento supera la velocidad de puesta en servicio para la turbina eólica 12, el rotor 13 de la turbina eólica 12 puede comenzar a girar, lo que puede permitir que el sistema de turbina eólica 11 comience a suministrar potencia. Desde la velocidad de puesta en servicio hasta la velocidad nominal del viento, el controlador de turbina 21 puede configurarse para ajustar el paso de las palas de turbina eólica para maximizar el coeficiente de potencia de turbina eólica, convirtiendo de ese modo la máxima cantidad de potencia aerodinámica en potencia rotacional en el generador 14. Una vez que se ha alcanzado la velocidad nominal del viento, el controlador de turbina 21 puede generar electricidad a la máxima potencia nominal de la turbina eólica 12. A partir de este punto en adelante, a medida que sigue aumentando la velocidad del viento, el controlador de turbina 21 puede ajustar el paso de las palas para mantener la velocidad y el par aplicado al generador 14 en los niveles nominales. Finalmente, cuando la velocidad del viento alcanza la velocidad de puesta en servicio o de desconexión, el controlador de turbina 21 puede poner las palas en posición de bandera para evitar daños en el sistema de turbina eólica 11.

El controlador de turbina 21 puede proporcionar también información de la velocidad de rotación de la turbina eólica 12 al controlador de potencia de salida 22. Basado en la velocidad de rotación de la turbina eólica 12, el controlador de potencia de salida 22 puede ajustar la potencia suministrada a la red 18, variando de ese modo el par de restricción proporcionado a la turbina eólica 12 por el generador 14. La salida de estado estacionario del sistema de turbina eólica 11 se determina así en gran medida por las condiciones del viento en lugar de por la demanda de electricidad por la red 18.

El generador 14 será típicamente bien una máquina síncrona o bien un generador de inducción doblemente alimentado de velocidad variable que proporciona potencia eléctrica de corriente alterna (CA) trifásica al convertidor de potencia 16. Si el generador 14 es una máquina síncrona, los devanados de estator del generador 14 alimentarán el convertidor de potencia 16 directamente como se muestra en la figura 1. Si el generador 14 es un generador de inducción doblemente alimentado de velocidad variable, los devanados de rotor se acoplarán típicamente al convertidor 16 y los devanados de estator se acoplarán a la red eléctrica 18. En cualquier caso, el convertidor de potencia 16 controlará cuánta cantidad de potencia se transfiere a la red 18.

El convertidor de potencia 16 puede incluir un convertidor del lado generador en la forma representativa de un rectificador 24 acoplado mediante un enlace de corriente continua (CC) 28 a un convertidor del lado red en la forma representativa de un inversor 26. El rectificador 24 puede ser un rectificador conmutado por carga (es decir, un rectificador de diodo o de tiristor) o un inversor que tiene un controlador configurado para hacer funcionar el inversor como un rectificador, lo que podría permitir la transferencia de potencia desde el enlace de CC 28 a la turbina eólica 12 de manera que la turbina eólica 12 pueda funcionar en un modo motorizado. La corriente continua producida por el rectificador 24 se acopla eléctricamente al enlace de CC 28 e incluirá típicamente tensiones positivas y negativas, una de las cuales puede acoplarse a tierra. El enlace de CC 28 puede incluir un carril de tensión positiva y un carril de tensión negativa (no mostrados) y está configurado para suministrar la corriente CC generada por el rectificador 24 al inversor 26.

El controlador de potencia de salida 22 y el inversor 26 pueden trabajar en combinación para funcionar como una fuente de corriente para la red 18. Para este fin, el inversor 26 puede ser un inversor trifásico compuesto de tres inversores monofásicos, con la salida 30 de cada inversor monofásico conectada a una de las tres fases de tensión de red,  $V_a$ ,  $V_b$  o  $V_c$ , que están esquemáticamente representadas en la figura 1 por una sola línea de tensión  $V$ . Cada inversor monofásico puede incluir dos válvulas eléctricas apiladas en un par vertical, tal como dos transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) con el emisor del IGBT superior acoplado eléctricamente al colector del IGBT inferior para formar una salida de inversor monofásico.

Para completar la conexión entre el enlace de tensión de CC y la salida del inversor monofásico, la válvula superior (por ejemplo, el colector del IGBT superior) puede acoplarse eléctricamente al carril positivo del enlace de CC 28 y la válvula inferior (por ejemplo, el emisor del IGBT inferior) puede acoplarse eléctricamente al carril de tensión negativo del enlace de CC 28. Los carriles de tensión positivo y negativo del enlace de CC 28 pueden de esa manera acoplarse selectivamente a la salida 30 del inversor 26 mediante la aplicación adecuada de tensiones de control a las válvulas (por ejemplo, las bases de los IGBT) para producir una señal CA con una fase y una frecuencia deseadas en la salida 30 del inversor 26.

Debido a que tanto la red 18 como el inversor 26 funcionan como fuentes de tensión rígidas, cada fase de la salida 30 del inversor 26 puede acoplarse eléctricamente con un punto de conexión 42 a la red 18 mediante un inductor de filtro correspondiente de los inductores de filtro 20 u otro circuito de filtro de red adecuado. Para proporcionar corriente CA a la red 18, las entradas de tensión de control del inversor 26 se pueden acoplar eléctricamente al controlador de potencia de salida 22. El controlador de potencia de salida 22 puede configurarse para accionar el inversor 26 para que el inversor 26 proporcione una tensión de salida  $E_i$  que tenga un ángulo de carga deseado  $\delta$  con respecto a la tensión de red  $V$  en el punto de conexión 42 en función de la tensión del enlace de CC 28 y la tensión de red  $V$ . El controlador de potencia de salida 22 puede controlar de ese modo la cantidad de potencia  $P_i$  suministrada por el sistema de turbina eólica 11 a la red 18 de acuerdo con la ecuación:

$$P_i = E_i \times V \times \text{sen}(\delta) / X_L$$

donde  $X_L$  es la reactancia del inductor de filtro 20 que acopla la salida 30 del inversor 26 a la red 18, y  $\delta$  es el ángulo de carga entre la tensión de salida  $E_i$  y la tensión de red  $V$ .

El controlador de potencia de salida 22 puede incluir una referencia de tensión 32 para el enlace de CC 28, un controlador de punto de ajuste de potencia 34, un controlador de respuesta inercial 35 y un controlador de inversor 36. El controlador de punto de ajuste de potencia 34 puede acoplarse funcionalmente al enlace de CC 28 y a la referencia de tensión de enlace de CC 32 y emite una señal de punto de ajuste de potencia 40 que controla la potencia de salida del sistema de turbina eólica en función de la tensión del enlace de CC 28 y la salida de la referencia de tensión de enlace de CC 32. La referencia de tensión de enlace de CC 32 puede emitir una tensión de CC constante o la salida de la referencia de tensión 32 puede ajustarse basándose en información suministrada por el controlador de turbina 21, tal como la velocidad angular  $\omega_t$  y el par  $T$  en el árbol del rotor de turbina eólica 13. Para este fin, el controlador de punto de ajuste de potencia 34 puede comparar la salida de la referencia de tensión 32 con la tensión en el enlace de CC 28 y ajustar en consecuencia la señal de punto de ajuste de potencia 40. Típicamente, la referencia de tensión de enlace de CC 32 y el controlador de punto de ajuste de potencia 34 están configurados para suministrar una señal de punto de ajuste de potencia 40 al controlador de inversor 36 que hace que la potencia de salida del inversor 26 rastree la potencia de salida de la turbina eólica 12. El controlador de punto de ajuste de potencia 34 puede de este modo configurarse para hacer coincidir la potencia suministrada a la red con la energía eólica disponible de modo que la potencia de salida en estado estacionario del sistema de turbina eólica 11 pueda ser maximizado para las condiciones de viento disponibles. El controlador de respuesta inercial 35 puede generar una señal de compensación de potencia 43 en respuesta a señales recibidas del controlador central 15, como se describirá en más detalle a continuación. La señal de compensación de potencia 43 se añade a la señal de punto de ajuste de potencia 40 para producir una señal de punto de ajuste de nivel de potencia 46, que puede producir una respuesta inercial mediante el sistema de turbina eólica 11.

Con referencia a la figura 2, el controlador central 15 se ilustra en una implementación de sistema de energía eólica que tiene múltiples sistemas de turbina eólica 11. El controlador central 15 puede incluir un despachador de respuesta inercial 37 y un generador de respuesta inercial sintética 38, que puede acoplarse funcionalmente al punto de conexión 42 de la red 18. Dependiendo de la tensión en el punto de conexión 42, el generador de señal de respuesta inercial sintética 38 genera una señal de respuesta inercial sintética 44 que representa una respuesta inercial deseada para el sistema de energía eólica 10. La señal de respuesta inercial sintética 44 por tanto se escala en función de la capacidad de potencia de salida total del sistema de energía eólica 10. El despachador de respuesta inercial 37 puede incluir un divisor 47 y uno o más generadores de referencia de respuesta inercial 39, con un solo generador de respuesta inercial 39 asignado a cada sistema de turbina eólica 11 operativo dentro del sistema de energía eólica 10. La señal de respuesta inercial sintética 44 se acopla a través del divisor 47, que divide la señal de respuesta inercial sintética 44 entre el número de sistemas de turbina eólica operativos 11 para producir señales de respuesta inercial sintética 44' escaladas de manera adecuada para ser usadas por un solo sistema de turbina eólica. Cada una de las señales de respuesta inercial sintética dividida 44' puede ser procesada por un generador de señal de referencia de respuesta inercial 39 asociado a un sistema de turbina eólica particular 11 para

generar una señal de referencia de respuesta inercial 45 específica para el sistema de turbina eólica asociado 11. Los generadores de referencia de respuesta inercial también pueden proporcionar una señal de indicador de inercia 51, que será analizada en más detalle a continuación.

5 La señal de referencia de respuesta inercial 45 se proporciona al controlador de respuesta inercial 35 para producir la señal de compensación de potencia 43, que se añade a la señal de punto de ajuste de potencia 40. La suma de la  
 10 señal de punto de ajuste de potencia 40 y la señal de compensación de potencia 43 puede proporcionar una señal de punto de ajuste de nivel de potencia 46 para el controlador de inversor 36, que puede ajustar, en consecuencia, el ángulo de carga  $\delta$  de la tensión de salida de inversor  $E_i$  para proporcionar la potencia deseada a la red 18. En  
 condiciones de red de estado estacionario, la señal de compensación de potencia 43 será típicamente cero, de modo que cada uno de los sistemas de turbina eólica 11 se controla de una manera esencialmente convencional en la que la potencia de salida del sistema de turbina eólica 11 está determinado únicamente por la señal de punto de  
 ajuste de potencia 40.

15 Para que los controladores de potencia de salida 22 proporcionen una respuesta inercial a los cambios en la tensión de red, el generador de señal de respuesta inercial sintética 38 puede configurarse para producir una señal que emule la respuesta de una máquina síncrona a los cambios en la frecuencia de red. Una máquina síncrona que  
 20 genere electricidad en la red tendrá una tensión interna  $E_a$  producida en la armadura por la corriente de campo que actúa sola que conduce la tensión de red  $V$  mediante un ángulo de carga  $\delta$  que está relacionado con la potencia que está siendo transferida a la red 18 desde la máquina síncrona. La división de la tensión de red  $V$  en componentes  
 directos y en cuadratura  $V_d$ ,  $V_q$  utilizando un marco de referencia que tiene un eje  $d$  alineado con la tensión interna  $E_a$  proporciona las siguientes relaciones entre la tensión de red  $V$ , el componente directo de la tensión de red  $V_d$ , el  
 componente en cuadratura de la tensión de red  $V_q$  y el ángulo de carga  $\delta$ :

25 
$$V = (V_d^2 + V_q^2)^{1/2}$$

y

$$\text{sen}(\delta) = V_q / (V_d^2 + V_q^2)^{1/2}$$

30 La sustitución de  $V = (V_d^2 + V_q^2)^{1/2}$  por  $\text{sen}(\delta)$  en la ecuación para calcular la potencia de salida de la máquina síncrona permite que la potencia de salida del generador  $P_{el}$  sea representada por la siguiente ecuación:

$$P_{el} = V_q (E_a / X_s)$$

35 donde  $X_s$  es la reactancia síncrona de la máquina síncrona. La potencia de salida de la máquina síncrona es por tanto proporcional a la magnitud del componente en cuadratura  $V_q$  de la tensión de red con respecto a la tensión interna  $E_a$ .

40 Cuando la frecuencia de la red 18 fluctúa, tal como cuando hay un desequilibrio de carga entre la producción y el consumo de electricidad en la red 18, el cambio en la fase de la tensión interna  $E_a$  de la máquina síncrona se puede retrasar con respecto al cambio en la fase de la tensión terminal  $V$ . Este retraso se puede atribuir a la cantidad de  
 movimiento de rotación o inercia del rotor de la máquina síncrona. El momento de inercia del rotor de la máquina síncrona proporciona un par de restricción en oposición a la aceleración angular en el rotor de la máquina síncrona producido por el cambio en la frecuencia de tensión de red  $V$ . Se impide así que la velocidad angular del rotor de la  
 45 máquina síncrona cambie de forma instantánea, de manera que el marco de referencia definido por la tensión interna  $E_a$  inicialmente permanece sin cambios en respuesta a la fluctuación de tensión de red.

El ángulo de carga  $\delta$  entre la tensión interna  $E_a$  y la tensión de red  $V$  varía de ese modo en respuesta a cambios en la fase de la tensión de red  $V$ . Este cambio en el ángulo de carga  $\delta$ , tal como se representa mediante un cambio en  
 50 la magnitud de  $V_q$ , hace que la potencia de salida de la máquina síncrona cambie en respuesta a las fluctuaciones de red. La potencia de salida de la máquina síncrona después de la incidencia de red puede ser representada como:

$$P_{el} = P_0 + \Delta P_{inercial} = (E_a / X_s) \times V_{q0} + (E_a / X_s) \Delta V_q$$

55 donde  $P_0$  representa la potencia de salida preincidencia de la máquina síncrona,  $\Delta P_{inercial}$  representa el cambio de potencia de salida resultante de la incidencia de red,  $V_{q0}$  representa el valor de preincidencia de  $V_q$  y  $\Delta V_q$  representa el cambio de  $V_q$  resultante de la incidencia de red. El cambio en la potencia de salida o respuesta inercial  $\Delta P_{inercial}$  de la máquina síncrona puede así ser representado por:

60 
$$\Delta P_{inercial} = V_q \times (E_a / X_s) - P_0$$

La respuesta inercial  $\Delta P_{inercial}$  de la máquina síncrona representa una transferencia de potencia entre la potencia  
 65 cinética almacenada en el rotor de la máquina síncrona y la potencia eléctrica en la red 18. La transferencia de potencia está, por tanto relacionada con cambios en el momento de inercia almacenados en la máquina síncrona, con reducciones en el momento de inercia (es decir, desaceleración del rotor) que resultan de la potencia que es transferida del rotor de la máquina síncrona a la red 18. A medida que la máquina síncrona se vuelve a sincronizar

con la red 18 durante un período de tiempo después de la incidencia de red, la velocidad angular del rotor de la máquina síncrona disminuye o se reduce debido a esta transferencia de potencia hasta que la tensión interna  $E_a$  de la máquina síncrona coincide con la frecuencia de red. La respuesta inercial  $\Delta P_{\text{inercial}}$  de la máquina síncrona a cambios transitorios en la tensión de red  $V$  es, pues, un producto de los cambios en el momento de inercia almacenados en la máquina síncrona. Esta respuesta inercial  $\Delta P_{\text{inercial}}$  proporciona un efecto estabilizador inherente a la red 18 mediante la compensación de desequilibrios de carga transitorios en la red 18.

Se ha determinado que una señal de respuesta inercial sintética que emula la respuesta inercial producida por una máquina síncrona puede ser generada por un bucle de control que tiene una relación de amortiguación y una frecuencia natural no amortiguada configuradas para modelar la respuesta transitoria de una máquina síncrona. Además, debido a que los parámetros de sistema del bucle de control son completamente ajustables, el bucle de control no se limita a producir una respuesta inercial similar a la de una máquina síncrona. La función de respuesta inercial puede proporcionar de este modo diseñadores de sistemas de energía eólica con la capacidad de ajustar la respuesta inercial del sistema de energía eólica de acuerdo con un rendimiento deseado basado en condiciones y requisitos de red local, que pueden diferir de los proporcionados por la máquina síncrona. Mediante el acoplamiento adecuado de esta señal de respuesta inercial sintética a los controladores de potencia de salida 22 de los sistemas de turbina eólica 11, la función de respuesta inercial del controlador central 15 puede ser capaz de mejorar la estabilidad de la red proporcionada por el sistema de energía eólica 10 en comparación con sistemas de energía eólica que tengan controladores convencionales.

Con referencia a las figuras 3-5, en las que números de referencia iguales se refieren a características iguales y de acuerdo con una realización de la invención, el generador de señal de respuesta inercial sintética 38 incluye un circuito de muestreo de tensión de red 48 y un bucle de control 55 que incluye un circuito de transformación directo/en cuadratura (D/Q) 50, una calculadora de respuesta sintética inercial 52 y un circuito de realimentación en bucle 54. Las características funcionales de la calculadora de respuesta inercial sintética 52 y el circuito de realimentación en bucle 54 pueden ajustarse mediante el establecimiento de valores de parámetros de sistema 58 de manera que el control de bucle 55 tenga una respuesta de función transitoria deseada. Los parámetros de sistema 58 pueden proporcionar de ese modo un medio con el que ajustar el rendimiento del generador de señal de respuesta inercial sintética 38.

Para proporcionar una señal de entrada de sistema, la tensión de red instantánea se filtra y se muestrea mediante el circuito de muestreo 48, que proporciona la señal muestreada al circuito de transformación D/Q 50. La señal muestreada puede ser una señal analógica, pero puede ser más comúnmente una forma digital adecuada para usar mediante un procesador u otro dispositivo informático. El circuito de transformación D/Q 50 transforma las tensiones de red en sus componentes en cuadratura  $V_q$  y directos  $V_d$  con respecto a una tensión de referencia interna que tiene una velocidad angular o frecuencia  $\omega_i$  y un ángulo de fase  $\theta_i$ . El ángulo de fase  $\theta_i$  de la tensión de referencia interna se proporciona al circuito de transformación D/Q 50 mediante el circuito de realimentación en bucle 54, de modo que el bucle de control 55 puede funcionar esencialmente como un bucle de enganche de fase (PLL) que rastrea la frecuencia angular  $\omega_g$  de la tensión en la red 18. En condiciones de estado estacionario, la frecuencia angular de la red  $\omega_g$  y la frecuencia angular de la tensión de referencia interna  $\omega_i$  serán, pues, aproximadamente iguales, lo que resulta en una relación de fase generalmente constante entre la tensión de referencia interna y la tensión de red  $V$ .

La calculadora de respuesta inercial sintética 52 puede incluir un filtro 56, un circuito multiplicador 60 y un circuito sumador 62. El circuito de transformación D/Q 50 proporciona los componentes de tensión en cuadratura y directos  $V_q$ ,  $V_d$  a la calculadora de respuesta inercial sintética 52, que determina la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$ . Para este fin, el componente en cuadratura de la tensión de red  $V_q$  puede ser procesado por un filtro 56 para eliminar ruido y ajustar la respuesta de frecuencia del bucle de control 55. Es decir, la respuesta de frecuencia del filtro 56 se puede seleccionar no sólo para eliminar ruido, sino también para proporcionar el  $V_q$  filtrado con una constante dinámica o de tiempo deseada para dar forma a la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$ .

La tensión en cuadratura condicionada en la salida del filtro 56 se puede proporcionar al circuito multiplicador 60 y multiplicar por un cociente de potencia de reactancia síncrona  $K$ . Con fines de ilustración, el cociente de potencia de reactancia síncrona  $K$  puede ser igual al cociente de una tensión de salida  $E_a$  dividido entre una reactancia síncrona  $X_s$  (o  $E_a/X_s$ ) de una máquina síncrona que tiene una respuesta inercial deseada. El bucle de control 55 puede por tanto ajustarse para emular la respuesta inercial de una máquina síncrona arbitraria. Sin embargo, se entiende que el cociente de potencia de reactancia síncrona  $K$  es esencialmente una constante de ganancia que determina la sensibilidad de la calculadora de respuesta inercial a cambios en el ángulo de fase de la tensión de red  $V$ . El producto de la tensión en cuadratura condicionada  $V_q$  y el cociente de potencia de reactancia síncrona  $K$  proporciona así un parámetro de sistema que puede ajustarse para obtener una respuesta inercial de sistema de potencia eólica deseada. Los valores  $E_a$  y  $X_s$  por tanto no tienen que medirse u obtenerse y serán típicamente valores programados. La sensibilidad puede así ajustarse de manera independiente de la tensión de red/impedancia y puede ajustarse de acuerdo con el rendimiento de respuesta inercial deseado sin tener que medir  $E_a$  o  $X_s$  o modelar la respuesta de una máquina síncrona.

Una vez más con fines de ilustración, para proporcionar una respuesta inercial que emule una máquina síncrona, un punto de referencia de potencia de respuesta inercial P puede establecerse igual al estado estacionario o a la potencia de salida preincidencia  $P_0$  del sistema de turbina eólica 10. El punto de referencia de potencia de respuesta inercial P puede restarse de la salida del circuito multiplicador 60 (es decir, la potencia de salida síncrona) para producir la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  de modo que:

$$\Delta P_{inercial\_sin} = V_q \times (E_a/X_s) - P_0$$

Sin embargo, al igual que con el cociente de potencia de reactancia síncrona K, el punto de referencia de potencia de respuesta inercial P es otro parámetro de bucle de control que se puede ajustar independientemente de la potencia de salida preincidencia real  $P_0$ . El punto de referencia de potencia inercial P también se puede ajustar como una fracción u otro múltiplo de la potencia de salida preincidencia  $P_0$  para producir una respuesta  $\Delta P_{inercial\_sin}$  deseada. Debido a que el bucle de control 55 produce una relación de fase estática entre la tensión de referencia interna y la tensión de red en condiciones de estado estacionario,  $\Delta V_q$  será normalmente igual a cero. Así, en condiciones de estado estacionario, la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  producida por el generador de señal de respuesta inercial sintética 38 es cero. Es decir, el ángulo de fase  $\theta_i$  de la referencia de tensión interna se asentará en un valor que produce un  $V_q$  tal que el producto de  $V_q$  y K es igual al punto de referencia de potencia inercial P.

Para cerrar el bucle de control, la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  se proporciona a la entrada del circuito de realimentación en bucle 54, que incluye un circuito sumador 64, un circuito de ganancia de bucle 66, un primer circuito integrador 68, un segundo circuito integrador 70 y un circuito de realimentación de amortiguación 72. Como entenderá una persona que tenga experiencia ordinaria en la técnica del diseño de sistemas de control, la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  es esencialmente una señal de error producida por la diferencia entre el punto de referencia de potencia de respuesta inercial P y la potencia de salida síncrona  $V_q \times K$  del sistema de energía eólica 11, modelada por la calculadora de respuesta inercial sintética. Debido a que la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 está relacionada con el ángulo de carga  $\delta$  entre la tensión de salida  $E_i$  del inversor 26 y la tensión V de la red 18, la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  puede utilizarse para proporcionar una señal relacionada con el error de fase entre la tensión de referencia interna y la tensión V de la red 18.

El bucle de control 55 puede hacer de ese modo que la tensión de referencia interna rastree la tensión de red V utilizando la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  como una señal de entrada al circuito de realimentación en bucle 54. Para este fin, una señal de realimentación generada por el circuito de realimentación de amortiguación 72 se resta de la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  en el circuito sumador 64 para producir una señal de diferencia 74. La señal de diferencia 74 puede multiplicarse en el circuito de ganancia de bucle 66 por una constante de ganancia (1/2H) para generar una señal de diferencia de ganancia ajustada y la señal de diferencia de ganancia ajustada proporcionada al primer circuito integrador 68. La salida del primer integrador 68 de circuito de realimentación en bucle 54 puede ser la frecuencia angular  $\omega_i$  de la tensión de referencia interna, que puede representarse en el dominio s mediante la siguiente ecuación:

$$\omega_i = (\Delta P_{inercial\_sin}) / (2H_s + D)$$

donde H es una constante de inercia sintética y D es la función de transferencia del circuito de realimentación de amortiguación 72. El ángulo de fase  $\theta_i$  de la tensión de referencia interna se determina mediante el procesamiento de  $\omega_i$  a través del segundo circuito integrador 70. El ángulo de fase  $\theta_i$  de la tensión de referencia interna puede por tanto representarse en el dominio s mediante la siguiente ecuación:

$$\theta_i = (\Delta P_{inercial\_sin}) / (2H_s^2 + D_s).$$

El circuito de realimentación en bucle 54 puede hacer de ese modo que el bucle de control 55 produzca una segunda respuesta transitoria a cambios en V que tiene una relación de amortiguación que puede ser controlada por una función de transferencia adecuada D.

El valor calculado de la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  puede de ese modo utilizarse para proporcionar realimentación para rastrear el nuevo ángulo de tensión de red. La constante de inercia sintética H de circuito de ganancia de bucle 66, la función de transferencia D de circuito de realimentación de amortiguación 72 y la función de transferencia de filtro 56 pueden ajustarse mediante los parámetros de sistema 58 para producir una respuesta transitoria. La respuesta transitoria puede configurarse para modelar una respuesta inercial que sería producida por una máquina síncrona, o la respuesta transitoria puede configurarse para producir una respuesta inercial de acuerdo con un rendimiento deseado diferente del de una máquina síncrona. La respuesta transitoria puede de este modo configurarse para tener en cuenta necesidades de estabilidad del sistema de potencia local, así como condiciones y requisitos de red local. La respuesta inercial resultante puede proporcionar con ello una mejor estabilidad de red en comparación con la respuesta inercial no ajustable de una máquina síncrona. Por ejemplo, la función de transferencia D puede ajustarse mediante los parámetros de sistema 58 para alterar el factor de amortiguación del bucle de control 55, que puede permitir el ajuste de la respuesta del bucle de control 55 a cambios transitorios en  $V_q$  para controlar la sobretensión. Los parámetros de sistema proporcionan de este modo un medio para ajustar la respuesta del generador de señal de respuesta inercial sintética 38 a cambios en la frecuencia angular  $\omega_g$  de la

tensión de red V.

El generador de señal de respuesta inercial sintética 38 puede ajustarse de ese modo para proporcionar una respuesta inercial sintética  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$  que puede sumarse a la señal de punto de ajuste de potencia 40 para proporcionar una respuesta de potencia de salida de sistema de turbina eólica que tiene características que pueden ser superiores a las de una máquina síncrona. La señal de punto de ajuste de potencia 40 también puede reflejar otras funcionalidades estándar del sistema de energía eólica 10 o sistema de turbina eólica 11. Por ejemplo, la respuesta inercial sintética se puede utilizar para modificar la señal de punto de ajuste de potencia 40 en combinación con otras acciones de control que modifiquen la señal de punto de ajuste de potencia 40, tal como el control de potencia estándar o control de frecuencia primario que se suman a la señal de punto de ajuste de potencia 40.

A diferencia de una máquina síncrona que tiene una salida que se puede ajustar para satisfacer las cambiantes demandas de la red 18 simplemente cambiando la tasa de suministro de potencia del motor primario, en el momento de una incidencia de red, el sistema de turbina eólica 10 normalmente suministrará cerca del 100 % de la energía eólica disponible a la red 18 para maximizar la cantidad de potencia “no contaminante” suministrada a la red 18. Con el fin de asegurar que la salida del sistema de turbina eólica 10 se adapte a códigos de red y para evitar que el controlador de potencia de salida 22 demande mayores cambios de potencia que puedan ser tolerados por el sistema de turbina eólica 10, la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$  puede procesarse adicionalmente para generar la señal de referencia de respuesta inercial 45 que se utiliza para producir la señal de compensación de potencia 43.

Con referencia ahora a la figura 6 en la que números de referencia iguales se refieren a características iguales en las figuras 1-4 y de acuerdo con una realización de la invención, la señal de respuesta inercial sintética escalada  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}} 44'$  puede proporcionarse al generador de señal de referencia de respuesta inercial 39, que puede incluir uno o más de un programador de ganancia 77, un controlador de zona muerta 78, un limitador de tasa de incremento de potencia de salida 80 y un limitador de nivel absoluto de potencia de salida 82. Los componentes del generador de señal de referencia de respuesta inercial 39 pueden trabajar conjuntamente para evitar que grandes cambios en la tensión de red V produzcan una señal de referencia de respuesta inercial  $\Delta P_{\text{inercial\_ref}} 45$  que haría que la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 violara códigos de red, que la velocidad o el par de la turbina eólica 12 sobrepasara límites de diseño o que diera como resultado una potencia de salida que sobrepasara los límites de diseño del convertidor de potencia 16.

El programador de ganancia 77 puede proporcionar una reducción o un acondicionamiento de la señal de respuesta inercial suministrada a sistemas de turbina eólica individuales 11 de acuerdo con la cantidad real de potencia cinética almacenada en el rotor de turbina 13. Para este fin, la energía eólica disponible ( $P_{AV}$ ), la potencia de salida eléctrica de corriente de la turbina eólica 12 ( $P_e$ ) y la velocidad angular del rotor de turbina eólica 13 ( $\omega_r$ ) pueden proporcionarse al programador de ganancia 77. En función de estos parámetros de entrada, el programador de ganancia 77 puede generar una señal de ganancia 79 que se aplica a la señal de respuesta inercial sintética escalada  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}} 44'$ . El programador de ganancia 77 puede por tanto proporcionar un mecanismo con el que puede ajustarse la respuesta inercial de cada sistema de turbina eólica 11 basándose en la velocidad actual del viento, la potencia rotacional almacenada y la potencia de salida de corriente de la turbina eólica individual 12. El programador de ganancia 77 puede utilizarse para ajustar la velocidad a la que se transfiere la potencia desde la potencia cinética almacenada en el rotor 13 de la turbina eólica 12 hasta la red eléctrica 18 durante un desequilibrio de carga. A modo de ejemplo, el programador de ganancia 77 podría configurarse para reducir la respuesta inercial proporcionada por el sistema de turbina eólica 11 cuando el sistema de turbina eólica 11 está funcionando con una velocidad del viento baja. Este ajuste podría permitir que el sistema de turbina eólica 11 proporcionara una respuesta inercial de duración suficiente para ayudar en la estabilidad de la red eléctrica 18 antes de que la velocidad angular del rotor de turbina eólica 13 disminuya por debajo de un valor funcional mínimo permisible  $\omega_{\text{min}}$ . La señal de ganancia 79 proporcionada por el programador de ganancia 77 puede reflejar así la capacidad real de la turbina eólica 12 para suministrar una respuesta inercial basada en condiciones reales de la turbina eólica tales como la energía eólica disponible, la producción de potencia de corriente y/o la velocidad real de turbina.

En una realización, la capacidad de la turbina eólica para proporcionar respuesta inercial se puede calcular en función de una variedad de limitaciones y simulaciones dinámicas utilizando un modelo preciso de las turbinas eólicas. La metodología de simulación puede implicar la manipulación del punto de ajuste de potencia de turbina eólica para suministrar potencia a la red, con variables independientes, tales como, por ejemplo, la velocidad del viento, el aumento de potencia activa y la cantidad de potencia extra que puede producirse. En una realización, también se pueden aplicar una o más de las siguientes limitaciones: velocidad de rotación mínima, sobrecarga de potencia máxima, sobrecarga de par máximo, potencia de salida mínima, velocidad de rotación dinámica máxima, velocidad máxima de cambio de referencia de potencia, disminución de potencia máxima y energía eólica mínima disponible. En una realización, la capacidad de la turbina eólica para suministrar potencia adicional a la red durante el funcionamiento de respuesta inercial puede variar dependiendo de las condiciones de velocidad del viento y de la cantidad de potencia reducida. En consecuencia, en tales realizaciones, la señal de ganancia 79 del programador de ganancia 77 puede ser una función de la potencia reducida.

El controlador de zona muerta 78 puede proporcionar un rango de señal o zona donde la señal de respuesta inercial sintética 44 no tiene efecto sobre la señal de referencia de respuesta inercial 45, es decir, una zona donde la respuesta de sistema está muerta. El rango de señal del controlador de zona muerta 78 se puede ajustar a un nivel adecuado para evitar ciclos de activación-desactivación de respuesta inercial no deseados en respuesta a fluctuaciones menores de potencia de red. El controlador de zona muerta 78 puede reservar de ese modo la potencia cinética almacenada en la turbina eólica 12 para proporcionar estabilidad de frecuencia adicional a la red 18 durante desequilibrios de potencia significativos, tales como un desequilibrio debido a una central de potencia perdida. El controlador de zona muerta 78 también puede implementarse en el nivel de sistema del controlador central (es decir, antes de distribuir la señal de respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  44 a los generadores de referencia de respuesta inercial 39) de manera que la respuesta inercial se active de manera coordinada en un nivel de sistema de energía eólica.

El limitador de tasa de incremento 80 puede configurarse para limitar la tasa máxima de cambio en la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 debido a grandes fluctuaciones en la tensión de red V. El limitador de tasa de incremento 80 puede impedir de ese modo que los cambios en la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 superen los cambios permitidos por el código de red. El limitador de tasa de incremento 80 también puede prevenir cambios abruptos en el par de restricción producidos por el generador 14, lo que podría dañar la turbina eólica 12.

El limitador de nivel absoluto 82 puede proporcionar un límite en la cantidad máxima de potencia que puede ser producida por el sistema de turbina eólica 10, que puede servir además para evitar que la potencia de salida del sistema de turbina eólica viole reglas de código de red, y/o para evitar que la potencia de salida sobrepase limitaciones de diseño en el convertidor de potencia 16 o en otros componentes de sistema de turbina eólica.

Con referencia ahora a las figuras 7 y 8, se proporciona un diagrama gráfico 90 que ilustra relaciones ejemplares entre la respuesta inercial sintética  $\Delta P_{inercial\_sin}$  representada por una línea trazada 84, la referencia de respuesta inercial  $\Delta P_{inercial\_ref}$  representada por una línea trazada 86, un estado de indicador de inercia representado por una línea trazada 88, la velocidad angular de turbina eólica  $\omega_t$  representada por una línea trazada 91 y un estado de indicador de recuperación representado por una línea trazada 92. El indicador de inercia es un indicador amplio de sistema que proporciona una indicación de que el sistema de energía eólica 10 está proporcionando una respuesta inercial a una fluctuación de red de potencia. El indicador de recuperación es un indicador local para cada sistema de turbina eólica 11 que proporciona al controlador central 15 una indicación de que un sistema de turbina eólica particular 11 no tiene suficiente potencia cinética para proporcionar una respuesta inercial. El organigrama 120 que se acompaña ilustra una secuencia de operaciones que pueden utilizarse para establecer el estado de funcionamiento del controlador central 15 en respuesta a las señales mostradas en el diagrama gráfico 90. Los tiempos ( $t_x$ ) y las escalas verticales de los diferentes trazos del diagrama gráfico 90 están destinados a proporcionar puntos de referencia correspondientes con fines de análisis, pero los gráficos son solamente ejemplares y no están destinados a proporcionar escalas verticales o de tiempo absolutas precisas. Con fines de claridad, las respuestas de sistema serán analizadas con referencia al control de un único sistema de turbina eólica 11. Sin embargo, se entiende que el controlador central 15 puede controlar múltiples sistemas de turbina eólica 11 de forma independiente de la misma manera que se describe aquí para un solo sistema de turbina eólica 11. Se entiende además que las funciones atribuidas al controlador central 15 también pueden ser distribuidas entre el controlador central 15, controladores de potencia de salida 22 y controladores de respuesta inercial 35 y que las realizaciones de la invención no están limitadas por el modo en el que se distribuyen las funciones.

En los bloques 121 y 122 del organigrama 120, todos los indicadores de estado en el controlador central 15 pueden estar inicialmente en estado suprimido, como se representa mediante el segmento 101 de estado de indicador de inercia 88 y el segmento 102 de estado de indicador de recuperación 92, lo que indica que el sistema de turbina eólica 10 está generando potencia en condiciones de funcionamiento normales. El tiempo entre  $t_0$  y  $t_1$  puede así representar un período durante el cual la tensión en el punto de conexión 42 puede ser relativamente constante y la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede estar en o cerca de un nivel óptimo  $\omega_{opt}$  para las condiciones de viento existente, como se indica mediante el segmento de línea trazada 108. Durante este período, el controlador central 15 puede supervisar  $\Delta P_{inercial\_sin}$  que permanece en el bucle del bloque 122. Debido a que las fluctuaciones en la frecuencia de tensión de red son insuficientes para dar lugar a un valor de  $\Delta P_{inercial\_sin}$  que sobrepase bien el límite superior de zona muerta 94 o bien el límite inferior de zona muerta 96 entre el tiempo  $t_0$  y  $t_1$ , tal como se representa mediante el segmento 98 de la respuesta inercial sintética 84, la referencia de respuesta  $\Delta P_{inercial\_ref}$  puede permanecer en cero durante el período, tal como se representa mediante el segmento 100 de la referencia de respuesta inercial 86. Así, en condiciones normales de funcionamiento, la potencia de salida del sistema de energía eólica 10 puede ser alterada por el funcionamiento de respuesta inercial del controlador central 15.

En el tiempo  $t_1$ , la red 18 puede experimentar un desequilibrio de potencia significativo, tal como podría ocurrir si una carga grande o una central de potencia se desconecta bruscamente de o se añade a la red 18. Aunque el desequilibrio de potencia se muestra como un aumento en la demanda de potencia en la figura 7, para los propósitos de este análisis, se entiende que el desequilibrio también podría resultar de una disminución en la demanda de potencia, en cuyo caso el controlador central 15 podría responder mediante la disminución de la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10. En respuesta a la desviación de frecuencia resultante de la tensión en el punto de conexión 42,  $\Delta P_{inercial\_sin}$  comienza a aumentar con el tiempo, como se representa mediante el

segmento 103 de respuesta inercial sintética 84, y puede pasar a través del límite superior de zona muerta 94 en el tiempo  $t_2$ . En respuesta a  $\Delta P_{inercial\_sin}$  que pasa por el límite superior de zona muerta 94, el controlador central 15 puede salir del bucle de supervisión de  $\Delta P_{inercial\_sin}$  ("Sí" ramal de bloque de decisión 122).

5 En el bloque 124, el controlador central 15 puede establecer el estado de indicador de inercia 88 en respuesta a que  $\Delta P_{inercial\_sin}$  sobrepasa el límite superior de zona muerta 94 en el tiempo  $t_2$  enviando una señal de indicador de inercia adecuada 51, como se representa mediante el segmento 106 de estado de indicador de inercia 88. El indicador de inercia puede ser un indicador amplio de sistema de energía eólica que indica que la red 18 está experimentando una incidencia de desequilibrio de carga transitoria. Por tanto, el estado de indicador de inercia 88 puede  
10 proporcionarse mediante la señal de indicador de inercia 51 a los controladores de respuesta inercial 35 para múltiples turbinas eólicas 12. El estado de indicador de inercia 88 puede ser por tanto una indicación de estado amplia de sistema de energía eólica que permita proporcionar una respuesta inercial sintética coordinada mediante los sistemas de turbina eólica 11.

15 En el bloque 126, el controlador central 15 comprueba el estado del estado de indicador de recuperación 92. El indicador de recuperación se puede mantener por separado para cada turbina eólica 12 mediante el controlador de respuesta inercial 35 o en el controlador central 15 y proporciona un indicador de estado individual que indica si la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 está por encima de un umbral de velocidad de referencia  $\omega_{ref}$ . El umbral de velocidad de referencia  $\omega_{ref}$  representa una velocidad angular por debajo de la cual la turbina eólica 12 puede no tener suficiente potencia cinética almacenada en forma de cantidad de movimiento de rotación para proporcionar una respuesta inercial adecuada para la incidencia de red antes de disminuir a la mínima velocidad angular permisible  $\omega_{min}$ .

25 Si se establece el indicador de recuperación ("Sí" ramal de bloque de decisión 126), el controlador central 15 puede pasar al bloque 128, donde se desactivará el indicador de inercia para el sistema de turbina eólica 11 en cuestión. El controlador central 15 puede entonces pasar al bloque 148 donde el sistema de turbina eólica afectado 11 se mantiene en un bucle de modo de recuperación hasta que  $\omega_t$  una vez más es igual a o sobrepasa  $\omega_{ref}$ . El indicador de recuperación puede utilizarse de ese modo para evitar que el sistema de turbina eólica 11 tenga que detener abruptamente una respuesta inercial poco después del comienzo de una incidencia de red, lo que podría dañar en lugar de mejorar la estabilidad de la red.  
30

Si el indicador de recuperación está suprimido ("No" ramal de bloque de decisión 126), el controlador central 15 puede pasar al bloque 132 y activar el indicador de inercia para el sistema de turbina eólica 11 en cuestión. Una vez activado el indicador de inercia, el controlador central 15 puede entrar en un bucle de proceso de modo de respuesta inercial 144 con respecto al sistema de turbina eólica 11 asociado con ese indicador de recuperación particular. El controlador central 15 puede permanecer en el bucle de proceso 144 hasta el tiempo  $t_7$ , como se describirá a continuación.  
35

40 Así, desde el tiempo  $t_2$  a  $t_3$ , el controlador central 15 puede comenzar a enviar la señal de referencia de respuesta inercial  $\Delta P_{inercial\_ref}$ . Tal como se representa mediante el segmento 103 de la respuesta inercial sintética 84 y el segmento 104 de la referencia de respuesta inercial 86,  $\Delta P_{inercial\_sin}$  puede sobrepasar  $\Delta P_{inercial\_ref}$  durante este período de manera que  $\Delta P_{inercial\_ref}$  aumente a una tasa limitada por el limitador de tasa de incremento 80. En el tiempo  $t_3$ ,  $\Delta P_{inercial\_ref}$  puede llegar a un límite de respuesta inercial absoluto 97, que puede ser establecido por el limitador de nivel absoluto 82 de generador de señal de referencia de respuesta inercial 39. Debido a que  $\Delta P_{inercial\_sin}$  permanece por encima del límite de respuesta inercial absoluto 97 entre  $t_3$  y  $t_5$ , como se representa mediante el segmento 105 de respuesta inercial sintética 84,  $\Delta P_{inercial\_ref}$  se mantiene en el límite de respuesta inercial absoluto 97 para el período que se representa mediante el segmento 109 de referencia de respuesta inercial 86. En el tiempo  $t_5$ ,  $\Delta P_{inercial\_sin}$  desciende al límite de respuesta inercial absoluto 97 y cae con el tiempo hasta que  $\Delta P_{inercial\_sin}$  se vuelve negativa en el tiempo  $t_6$ . Debido a que la tasa de cambio de  $\Delta P_{inercial\_sin}$  entre  $t_5$  y  $t_6$  es menor que la tasa de rotación máxima permitida por el limitador de tasa de incremento 80,  $\Delta P_{inercial\_ref}$  puede rastrear  $\Delta P_{inercial\_sin}$  durante el período, como se representa mediante el segmento 111 de respuesta inercial sintética 84 y el segmento 112 de referencia de respuesta inercial 86. Para evitar la reducción de la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 por debajo del nivel de preincidencia,  $\Delta P_{inercial\_ref}$  normalmente no rastreará  $\Delta P_{inercial\_sin}$  en territorio negativo y por tanto permanece en cero más allá del tiempo  $t_6$ .  
45  
50  
55

Aunque el indicador de inercia esté establecido y activado, el controlador de potencia de salida 22 puede congelar la señal de punto de ajuste de potencia 40 en el nivel de incidencia de pre-red. Al congelarse la señal de punto de ajuste de potencia 40, se puede evitar que el controlador de punto de ajuste de potencia 34 ajuste la señal de punto de ajuste de potencia 40 en un intento de compensar el componente  $\Delta P_{inercial\_ref}$  distinto de cero de la señal de punto de ajuste de nivel de potencia 46. El indicador de inercia establecido y activado también puede hacer que el controlador de potencia de salida 22 desactive las funciones de control de velocidad del controlador de turbina 21, de modo que los cambios en la velocidad angular de la turbina  $\omega_t$  resultantes de la transferencia de potencia cinética almacenada desde la turbina eólica 12 a la red 18 no interfieran en la respuesta inercial sintética del sistema de turbina eólica 10. El indicador de inercia establecido y activado también puede hacer que el programador de ganancia 77 congele la señal de ganancia 79 para evitar cambios no deseados en  $\Delta P_{inercial\_ref}$  durante el período de respuesta inercial.  
60  
65

A medida que la potencia de salida del sistema de turbina eólica 10 aumenta por encima de la potencia preincidencia  $P_0$  debido a la adición de  $\Delta P_{\text{inercial\_ref}}$  a la señal de punto de ajuste de nivel de potencia 46, la tensión del enlace de CC 28 puede comenzar a disminuir. La tensión del enlace de CC más baja puede aumentar la carga eléctrica dispuesta en terminales de salida del generador 14, lo que puede dar como resultado que el generador 14 proporcione un par de restricción mayor en el árbol del rotor 13 de la turbina eólica 12. El par de restricción adicional puede hacer que la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 descienda, por lo que la potencia cinética almacenada en las masas en rotación de la turbina eólica 12 se convierte en potencia eléctrica. La potencia cinética almacenada en los componentes giratorios de la turbina eólica 12 puede de este modo ser aprovechada para suministrar activamente potencia adicional a la red 18 durante la incidencia transitoria. Mediante el mapeo de esta transferencia de potencia cinética en una curva de respuesta inercial sintética determinada por el generador de señal de respuesta inercial sintética 38, el controlador central 15 puede proporcionar una mejor estabilidad transitoria a la red 18 de manera similar (o mejorada) a la que proporcionaría el efecto de volante de una máquina síncrona.

En el bloque 134, el controlador central 15 compara la velocidad angular de corriente de la turbina eólica  $\omega_t$  con el umbral de velocidad de referencia  $\omega_{\text{ref}}$ . Si la velocidad angular de corriente  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 no está por debajo del umbral de velocidad de referencia  $\omega_{\text{ref}}$ , como se representa mediante el segmento 108 de velocidad angular de turbina eólica 91 entre los tiempos  $t_2$  y  $t_4$ , ("No" ramal de bloque de decisión 134) el controlador central 15 pasa al bloque 136 donde se suprime el indicador de recuperación (si está establecido) o permanece suprimido (si no se ha establecido) antes de pasar al bloque 142. Del tiempo  $t_2$  al tiempo  $t_7$ , a medida que se transfiere potencia desde la potencia cinética almacenada por la turbina eólica 12 hasta la potencia eléctrica en la red 18, la velocidad angular  $\omega_t$  puede caer con el tiempo durante el período representado por el segmento 113 de la velocidad angular de turbina eólica 91. La potencia cinética disponible para generar la respuesta inercial del sistema de turbina eólica 10 puede de ese modo agotarse, mientras que el controlador central 15 mantiene el sistema de turbina eólica 11 en el modo de respuesta inercial.

Aproximadamente en el tiempo  $t_4$ , se puede haber transferido potencia suficiente a la red 18 para que la velocidad angular  $\omega_t$  caiga por debajo del umbral de velocidad de referencia  $\omega_{\text{ref}}$ . Cuando la velocidad angular  $\omega_t$  cae por debajo del umbral de referencia  $\omega_{\text{ref}}$  ("Sí" ramal de bloque de decisión 134), el controlador central 15 puede pasar al bloque 138 donde se establece el indicador de recuperación (si se ha suprimido) o permanece establecido (si no se ha suprimido) antes de pasar al bloque 140, como se representa mediante el cambio en el nivel del estado de indicador de recuperación 92 en el tiempo  $t_4$ . Del tiempo  $t_4$  a  $t_6$ , el controlador central 15 puede continuar enviando  $\Delta P_{\text{inercial\_ref}}$ , de manera que el controlador de potencia de salida 22 continúa transfiriendo potencia cinética desde la turbina eólica 12 hasta la red 18, lo que puede hacer que la velocidad angular de la turbina eólica  $\omega_t$  continúe cayendo con el tiempo durante el período.

En el bloque 140, el controlador central 15 compara la velocidad angular de corriente de la turbina eólica  $\omega_t$  con la velocidad angular mínima permisible  $\omega_{\text{min}}$ . Si la velocidad angular real  $\omega_t$  no es inferior a la velocidad angular mínima permisible  $\omega_{\text{min}}$ , ("No" ramal de bloque de decisión 134), el controlador central 15 permanece en el modo de respuesta inercial y pasa al bloque 142.

En el bloque 142, el controlador central 15 comprueba el estado del indicador de inercia. Si el indicador de inercia permanece establecido, ("Sí" ramal de bloque de decisión 142), el sistema de energía eólica 10 se encuentra todavía en un modo de respuesta inercial y el controlador central 15 permanece en el bucle de proceso de respuesta inercial 144 volviendo al bloque 134. El controlador central 15 puede permanecer de ese modo en un bucle de proceso de respuesta inercial 144 tanto tiempo como el indicador de inercia permanezca establecido y la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica permanezca por encima de la velocidad angular mínima permisible  $\omega_{\text{min}}$ . En el ejemplo de funcionamiento actual, la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 permanece por encima de la velocidad angular mínima permisible  $\omega_{\text{min}}$  durante el tiempo que dura la respuesta inercial, como se representa mediante el segmento 113 de la velocidad angular de turbina eólica 91. El controlador central 15 puede por tanto continuar para transferir potencia cinética de la turbina eólica 12 a la red eléctrica hasta el tiempo  $t_6$  en el que se ha suprimido el estado de indicador de inercia.

Aproximadamente en  $t_6$ ,  $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$  puede cruzar cero, lo que indica que la frecuencia angular de la tensión de referencia interna  $\omega_i$  ha caído por debajo de la frecuencia angular de la red  $\omega_g$ . Esta incidencia puede hacer que el controlador central 15 suprima el indicador de inercia, lo que indica que el sistema de energía eólica 10 ha salido del modo de respuesta inercial. En respuesta a esto ("No" ramal de bloque de decisión 142), el controlador central 15 puede pasar al bloque 146.

En el bloque 146, el controlador central 15 comprueba el estado del indicador de recuperación para el sistema de turbina eólica 11. Si el indicador de recuperación se establece ("Sí" rama del bloque de decisión 146) como en nuestro ejemplo, el controlador central 15 pasa al bloque 128 y desactiva el indicador de inercia para el sistema de turbina eólica 11 en cuestión. En el bloque 148, el controlador central 15 hace que el sistema de turbina eólica 11 entre en un modo de recuperación en el que se permite que se recupere la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12. Dado que el indicador de inercia está desactivado, el sistema de turbina eólica 11 en cuestión no puede responder si se ha establecido el indicador de inercia mientras que el sistema de turbina eólica 11 está en el modo de recuperación. Al no tener que transferir potencia cinética almacenada a la red 18, la velocidad angular  $\omega_t$  de la

turbina eólica 12 puede comenzar a aumentar con el tiempo en el tiempo  $t_6$ . Aproximadamente en el tiempo  $t_7$ , la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede sobrepasar el umbral de velocidad de referencia  $\omega_{ref}$  ("No" ramal de bloque de decisión 148), que puede hacer que el controlador central 15 pase al bloque 150 y suprima el indicador de recuperación, volviendo el sistema de turbina eólica 11 al funcionamiento normal.

5 Con referencia ahora a la figura 9, en la que números de referencia iguales se refieren a características iguales en las figuras 7 y 8, si una incidencia de desequilibrio de potencia de red da como resultado una respuesta inercial sintética de duración y magnitud suficientes, la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede caer por debajo de la velocidad angular mínima  $\omega_{min}$  mientras que el controlador central 15 está en el modo de respuesta inercial. En  
10 respuesta a que  $\omega_t$  caiga por debajo de  $\omega_{min}$ , el controlador central 15 puede hacer que el controlador de potencia de salida 22 para el sistema de turbina eólica 11 en cuestión salga del modo de respuesta inercial para evitar daños en la turbina eólica 12. Para este fin, y de manera similar a la descrita con respecto a las figuras 7 y 8, el sistema de energía eólica 10 puede inicialmente funcionar en condiciones normales.

15 En el tiempo  $t_{11}$ , la red 18 puede experimentar un desequilibrio de potencia significativo, que puede hacer que  $\Delta P_{inercial\_sin}$  empiece a aumentar con el tiempo. En el tiempo  $t_{12}$ ,  $\Delta P_{inercial\_sin}$  puede sobrepasar el límite superior de zona muerta 94, haciendo que el controlador central 15 establezca y active el indicador inercial y entre en el bucle de proceso de respuesta inercial 144. A medida que  $\Delta P_{inercial\_ref}$  aumenta de forma similar a la descrita con referencia a la figura 7, el controlador de potencia de salida 22 puede comenzar a aumentar la potencia suministrada a la red 18  
20 por encima del nivel de potencia preincidencia  $P_0$ . La transferencia resultante de potencia a la red 18 a partir de la potencia cinética almacenada de los componentes giratorios de la turbina eólica 12 puede hacer que la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 caiga con el tiempo, como se representa mediante el segmento 114 de velocidad angular de turbina eólica 91.

25 Aproximadamente en el tiempo  $t_{13}$ , la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede caer por debajo de  $\omega_{ref}$ , ("Si" ramal de bloque de decisión 134) de manera que el controlador central 15 pasa al bloque 138 donde el estado de indicador de recuperación, según se representa mediante el estado de indicador de recuperación 92, puede establecerse antes de pasar al bloque 140. Aunque el controlador central 15 permanece en el modo de respuesta inercial, la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede continuar cayendo con el tiempo hasta que la velocidad  
30 angular  $\omega_t$  alcance la velocidad angular mínima permisible  $\omega_{min}$  ("Si" ramal de bloque de decisión 140) aproximadamente en el tiempo  $t_{14}$ .

El controlador central 15 puede pasar después al bloque 128 donde el indicador de inercia está desactivado para la turbina eólica 12 en cuestión, tal como se representa mediante el segmento 115 de estado de indicador de inercia  
35 88. La desactivación del indicador de inercia puede hacer que el controlador central 15 disminuya gradualmente  $\Delta P_{inercial\_ref}$  hacia cero a la velocidad máxima permitida por el limitador de tasa de incremento 80. Como respuesta, el controlador de potencia de salida 22 puede reducir la cantidad de potencia suministrada a la red 18 al nivel controlado por la señal de punto de ajuste de potencia 40, que puede no estar ya congelada en el nivel de preincidencia. El controlador central 15 puede pasar después al bloque 148, que puede hacer que el sistema de  
40 turbina eólica 11 entre en un modo de recuperación, tal como se describe anteriormente con referencia a las figuras 7 y 8.

Aunque el sistema de turbina eólica 11 estaba en el modo de respuesta inercial, el punto de ajuste de potencia 40 puede haber caído debido a la caída antes mencionada de la tensión en el enlace de CC 28. Debido a la menor  
45 demanda de potencia en el generador 14 que resulta del punto de ajuste de potencia menor 40, el par de restricción proporcionado por el generador 14 puede ser menor que el par aerodinámico proporcionado por el rotor 13, mientras el sistema de turbina eólica 11 está en modo de recuperación. La velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede aumentar de ese modo con el tiempo en el modo de recuperación, como se representa mediante el segmento 116 de velocidad angular de turbina eólica 91.

50 En  $t_{15}$ , la velocidad angular  $\omega_t$  de la turbina eólica 12 puede sobrepasar de nuevo el umbral de velocidad de referencia  $\omega_t$  ("No" ramal de bloque de decisión 148), que puede hacer que el controlador central 15 pase al bloque 150 y suprima el indicador de recuperación, que puede devolver el sistema de turbina eólica 11 a condiciones normales de funcionamiento. El sistema de turbina eólica 11 puede estar ahora listo para proporcionar una  
55 respuesta inercial sintética al siguiente desequilibrio de potencia de red eléctrica.

En una realización de la invención, cada turbina eólica del sistema de energía eólica 10 puede configurarse para proporcionar de forma independiente una respuesta inercial sintética. Por ejemplo, en una realización, el controlador de respuesta inercial 35 (ver figura 1) en cada turbina eólica puede incluir un generador de respuesta inercial  
60 sintética respectiva 38 configurado para determinar una respuesta inercial mediante la turbina eólica a condiciones variables de red. En tales realizaciones descentralizadas, puede ser necesario notificar al controlador de central de potencia cuándo las turbinas están proporcionando individualmente respuesta inercial a condiciones de red fluctuantes. Tal notificación puede ser necesaria porque el controlador de central de energía eólica puede ver la respuesta inercial proporcionada individualmente por las turbinas como un error de control y puede manipular las referencias de potencia a las turbinas, cancelando así el efecto pretendido de la respuesta sintética.  
65

Por tanto, en una realización, en un sistema descentralizado en el que las turbinas eólicas individual e independientemente proporcionan una respuesta inercial sintética, las turbinas eólicas se pueden configurar para enviar una notificación al controlador de central de energía eólica cuando se proporciona una respuesta inercial sintética. Esto puede conseguirse, por ejemplo, mediante el envío de una señal al controlador de central de energía eólica cuando se establece un indicador (por ejemplo, paso 124 de la figura 8) para determinar si se necesita una respuesta inercial de la turbina eólica. La notificación al controlador de central de energía eólica puede ser enviada, por ejemplo, a través de las conexiones 171 que acoplan las turbinas eólicas 10 al controlador de central de potencia. Al recibir tal notificación de las turbinas eólicas, el controlador de central de potencia puede determinar que la potencia de salida adicional de las turbinas no es una condición de error, permitiendo así que las turbinas eólicas proporcionen la respuesta inercial sintética.

Con referencia a la figura 10 y de acuerdo con una realización de la invención, se muestra una implementación representativa del controlador central 15 conectado funcionalmente con el controlador de potencia de salida 22, y un sensor de salida 23. El sensor de salida 23 puede configurarse para proporcionar información sobre la tensión de red y la corriente suministrada por el convertidor de potencia 16 al controlador central 15 en una forma adecuada para ser usada por un circuito electrónico, tal como una lógica digital o circuito analógico de baja potencia.

El controlador central 15 puede implementarse utilizando uno o más procesadores 154 seleccionados de microprocesadores, microcontroladores, procesadores de señales digitales, microordenadores, unidades centrales de procesamiento, matrices de puerta de campo programable, dispositivos lógicos programables, máquinas de estado, circuitos lógicos, circuitos analógicos, circuitos digitales y/o cualquier otro dispositivo que manipule señales (analógicas y/o digitales) basado en instrucciones funcionales que se almacenen en una memoria 156. La memoria 156 puede ser un único dispositivo de memoria o una pluralidad de dispositivos de memoria que incluyen, entre otros, memoria de solo lectura (ROM), memoria de acceso aleatorio (RAM), memoria volátil, memoria no volátil, memoria de acceso aleatorio estática (SRAM), memoria de acceso aleatorio dinámica (DRAM), memoria flash, memoria caché y/o cualquier otro dispositivo capaz de almacenar información digital. El dispositivo de almacenamiento masivo 158 puede ser un único dispositivo de almacenamiento masivo o una pluralidad de dispositivos de almacenamiento masivo que incluyen, entre otros, discos duros, unidades ópticas, unidades de cinta, dispositivos de estado sólido no volátiles y/o cualquier otro dispositivo capaz de almacenar información digital. Una interfaz de entrada/salida (I/O) 160 puede emplear un protocolo de comunicación adecuado para comunicarse con el controlador de potencia de salida 22 y el sensor de salida 23.

Un procesador 154 puede funcionar bajo el control de un sistema operativo y ejecuta o de otro modo depende de un código de programa informático incorporado en varias aplicaciones de software informático, componentes, programas, objetos, módulos, estructuras de datos, etc., para leer datos desde y escribir instrucciones al controlador de potencia de salida 22 y al sensor de salida 23 a través de una interfaz I/O 160, ya sea implementada como parte del sistema operativo o como una aplicación específica. El código de programa informático residente que se ejecuta en el controlador central 15 como un conjunto de instrucciones puede incluir el despachador de respuesta inercial 37 y el generador de respuesta inercial sintética 38, así como otras funciones y/o programas que no se muestran. Tal como se analiza anteriormente, el controlador central 15 puede usar el generador de respuesta inercial sintética 38 para producir una respuesta inercial sintética mediante el sistema de energía eólica 10 en respuesta a desequilibrios de carga en la red eléctrica 18. Otras funciones dentro del generador de respuesta inercial sintética 38 también pueden residir en una memoria 156, de manera que cada bloque en el controlador central 15 y el controlador de potencia de salida 22 en las figuras 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 8 pueda representar un código ejecutable en el procesador o procesadores 154. El procesador o procesadores 154 pueden controlar de ese modo múltiples aspectos del sistema de energía eólica 10. Aunque se muestra acoplado funcionalmente a una única turbina eólica 12, el controlador central 15 puede estar acoplado a una pluralidad de turbinas eólicas que comprenden un sistema de energía eólica 10. El controlador central 15 puede configurarse de ese modo para controlar la conversión de la energía cinética almacenada en cada turbina eólica 12 de forma independiente para controlar la salida total del sistema de energía eólica de forma coordinada para optimizar la respuesta inercial sintética a nivel de central.

El HMI 25 puede acoplarse funcionalmente al controlador central 15 de una manera conocida. El HMI 25 puede incluir dispositivos de salida, tales como pantallas alfanuméricas, una pantalla táctil y otros indicadores visuales, y dispositivos de entrada y controles, tales como un teclado alfanumérico, un dispositivo puntero, teclados, pulsadores, mandos de control, etc., capaces de aceptar comandos o entradas del operario y transmitir la entrada introducida al controlador de potencia de salida 22. El HMI 25 puede implementarse en una unidad u ordenador independiente de modo que el controlador central 15 se pueda manejar de forma remota.

Como apreciará un experto en la técnica, las realizaciones de la invención también pueden incluirse en un producto de programa informático incluido en al menos un soporte de almacenamiento legible por ordenador que tiene código de programa legible por ordenador incorporado. El soporte de almacenamiento legible por ordenador puede ser un sistema, aparato o dispositivo electrónico, magnético, óptico, electromagnético, infrarrojo o semiconductor o cualquier combinación adecuada de los mismos, que pueda contener o almacenar un programa para ser usado por o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones. Soportes de almacenamiento legibles por ordenador ejemplares incluyen, entre otros, un disco duro, un disquete, una memoria de acceso aleatorio, una memoria de sólo lectura, una memoria de solo lectura programable borrable, una memoria flash, una

memoria de sólo lectura de disco compacto portátil, un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento magnético o cualquier combinación de los mismos. El código de programa informático para llevar a cabo operaciones para las realizaciones de la presente invención se puede escribir en uno o más lenguajes de programación orientados a objetos y procedimientos.

5 Los métodos aquí descritos pueden implementarse mediante instrucciones de programa informático suministradas al procesador de cualquier tipo de ordenador para producir una máquina con un procesador que ejecute las instrucciones para implementar las funciones/actos determinados en el presente documento. Estas instrucciones de programa informático también pueden almacenarse en un soporte legible por ordenador que puede dirigir un  
10 ordenador para que funcione de una manera particular. Para este fin, las instrucciones de programa informático pueden cargarse en un ordenador para que se realice una serie de pasos funcionales y de ese modo producir un proceso implementado por ordenador de manera que las instrucciones ejecutadas proporcionen procesos para implementar las funciones/actos determinados en el presente documento.

**REIVINDICACIONES**

1. Método para controlar una la potencia de salida de un sistema de energía eólica (10), comprendiendo el método:

5       supervisar la tensión de red en un punto de conexión (42); caracterizado por  
generar de una tensión de referencia interna que tiene una frecuencia angular ( $\omega_i$ ) y un ángulo de fase ( $\Theta_i$ );  
comparar un ángulo de fase de la tensión de red con el ángulo de fase de la tensión de referencia interna para  
generar un componente en cuadratura de la tensión de red;  
10       generar una respuesta inercial sintética basada en el componente en cuadratura de la tensión de red; y  
ajustar un punto de ajuste para la potencia de salida desde el sistema de energía eólica (10) que incluye la  
respuesta inercial sintética como componente.

2. Método según la reivindicación 1, en el que la generación de la tensión de referencia interna que tiene la  
frecuencia angular y la fase comprende:

15       generar una señal de realimentación a partir de un producto matemático de la frecuencia angular de la tensión de  
referencia interna y una función de transferencia de un circuito de amortiguación;  
restar la señal de realimentación de la respuesta inercial sintética para generar una señal de diferencia;  
20       multiplicar la señal de diferencia por una constante de ganancia para generar una señal de diferencia  
amplificada;  
integrar la señal de diferencia amplificada para generar la frecuencia angular de la tensión de referencia interna;  
e  
integrar la frecuencia angular de la tensión de referencia interna para generar el ángulo de fase de la referencia  
interna.

3. Método según la reivindicación 1, en el que la generación de la respuesta inercial sintética basada en el  
componente en cuadratura de la tensión de la red eléctrica en el punto de conexión (42) comprende:

30       filtrar el componente en cuadratura de la tensión de la red eléctrica para producir una tensión en cuadratura  
condicionada;  
multiplicar la tensión en cuadratura condicionada por un cociente de potencia de reactancia síncrona para  
producir una potencia de salida síncrona; y  
restar un punto de referencia de potencia de respuesta inercial de la potencia de salida síncrona para generar  
la respuesta inercial sintética.

4. Método según la reivindicación 1, que comprende, además:

procesar la respuesta inercial sintética a través de un generador de referencia de respuesta inercial (39).

5. Método según la reivindicación 4, en el que el procesamiento de la respuesta inercial sintética a través del  
generador de referencia de respuesta inercial (39) respuesta comprende, además:

procesar la respuesta inercial sintética a través de al menos uno de un programador de ganancia (77), un  
limitador de zona muerta (78), un limitador de tasa de incremento (80) o un limitador absoluto (82).

6. Método según la reivindicación 1, que comprende, además:

supervisar una velocidad angular del rotor de una turbina eólica (13); y  
establecer un indicador de recuperación en respuesta al descenso de velocidad angular del rotor (13) por debajo  
de un umbral de referencia.

7. Método según la reivindicación 6, que comprende, además:

establecer un indicador de inercia en respuesta a la respuesta inercial sintética que sobrepasa un primer umbral;  
activar el indicador de inercia si el indicador de recuperación se ha suprimido; y  
desactivar el indicador de inercia, si se establece el indicador recuperación.

8. Método según la reivindicación 7, en el que la velocidad angular del rotor (13) tiene un umbral mínimo, y  
comprende, además:

en respuesta al descenso de velocidad angular del rotor (13) por debajo del umbral mínimo, desactivar el  
indicador de inercia.

9. Producto de programa informático, que comprende:

un soporte de almacenamiento legible por ordenador; e

instrucciones de programa para realizar el método de la reivindicación 1, en el que las instrucciones de programa se almacenan en el soporte de almacenamiento legible por ordenador.

- 5 10. Método según la reivindicación 1, en el que el bucle de control tiene una respuesta transitoria configurada de manera que la señal de error producida en respuesta a un cambio de ángulo de fase de la tensión de red produce una respuesta inercial sintética a partir del sistema de generación de potencia de turbina eólica (11).
- 10 11. Método según la reivindicación 1, en el que la respuesta inercial sintética está configurada para contrarrestar un cambio en la tensión de red.
- 15 12. Sistema de energía eólica (10), para proporcionar potencia a una red eléctrica (18), comprendiendo el sistema de energía eólica (10):  
 uno o más sistemas de turbina eólica (11), incluyendo cada sistema de turbina eólica (11) un rotor (13), un generador (14) conectado con el rotor (13), un convertidor de potencia (16) que acopla el generador (14) con la red eléctrica (18), estando configurado el convertidor de potencia (16) para transferir al menos una parte de la potencia generada entre la turbina eólica y la red eléctrica (18), y  
 un controlador central (15) acoplado funcionalmente al uno o más sistemas de turbina eólica (11), caracterizado por que el controlador central (15) está configurado para generar una señal de respuesta inercial sintética ( $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$ ) y para ajustar las potencias de salida de los uno o más sistemas de turbina eólica (11) en función al menos en parte de la señal de respuesta inercial sintética ( $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$ ),  
 en el que el controlador central (15) está configurado para comparar un ángulo de fase de una tensión de red con un ángulo de fase ( $\Theta_i$ ) de una tensión de referencia interna para generar un componente en cuadratura de la tensión de red ( $V_d, V_q$ ), y en el que la señal de respuesta inercial sintética ( $\Delta P_{\text{inercial\_sin}}$ ) se basa en el componente en cuadratura de la tensión de red ( $V_d, V_q$ ).
- 20 25 13. Sistema según la reivindicación 12, en el que el controlador central (15) está configurado además para generar una señal de referencia de respuesta inercial para cada uno de los uno o más sistemas de turbina eólica (11).
- 30 14. Sistema según la reivindicación 12, en el que el controlador de potencia de salida (22) está configurado además para establecer un indicador de respuesta inercial en respuesta a la señal de respuesta inercial sintética que sobrepasa a un límite de zona muerta.
- 35 15. Sistema según la reivindicación 14, en el que cada uno de los uno o más sistemas de turbina eólica (11) comprende además un controlador de respuesta de inercia (55) configurado para establecer un indicador de recuperación en respuesta a la caída de velocidad angular del rotor (13) del sistema de turbina eólica asociado (11) por debajo de un umbral de referencia.
- 40 16. Sistema según la reivindicación 15, en el que el controlador de respuesta de inercia (55) está además configurado para desactivar el indicador de respuesta inercial en el sistema de turbina eólica asociado (11) si el indicador de recuperación se establece cuando se establece el indicador de respuesta inercial.
- 45 17. Sistema según la reivindicación 14, en el que el controlador de respuesta de inercia (55) está además configurado para desactivar el indicador de respuesta inercial en el sistema de turbina eólica asociado (11) en respuesta a la caída de velocidad angular del rotor por debajo de un umbral mínimo.

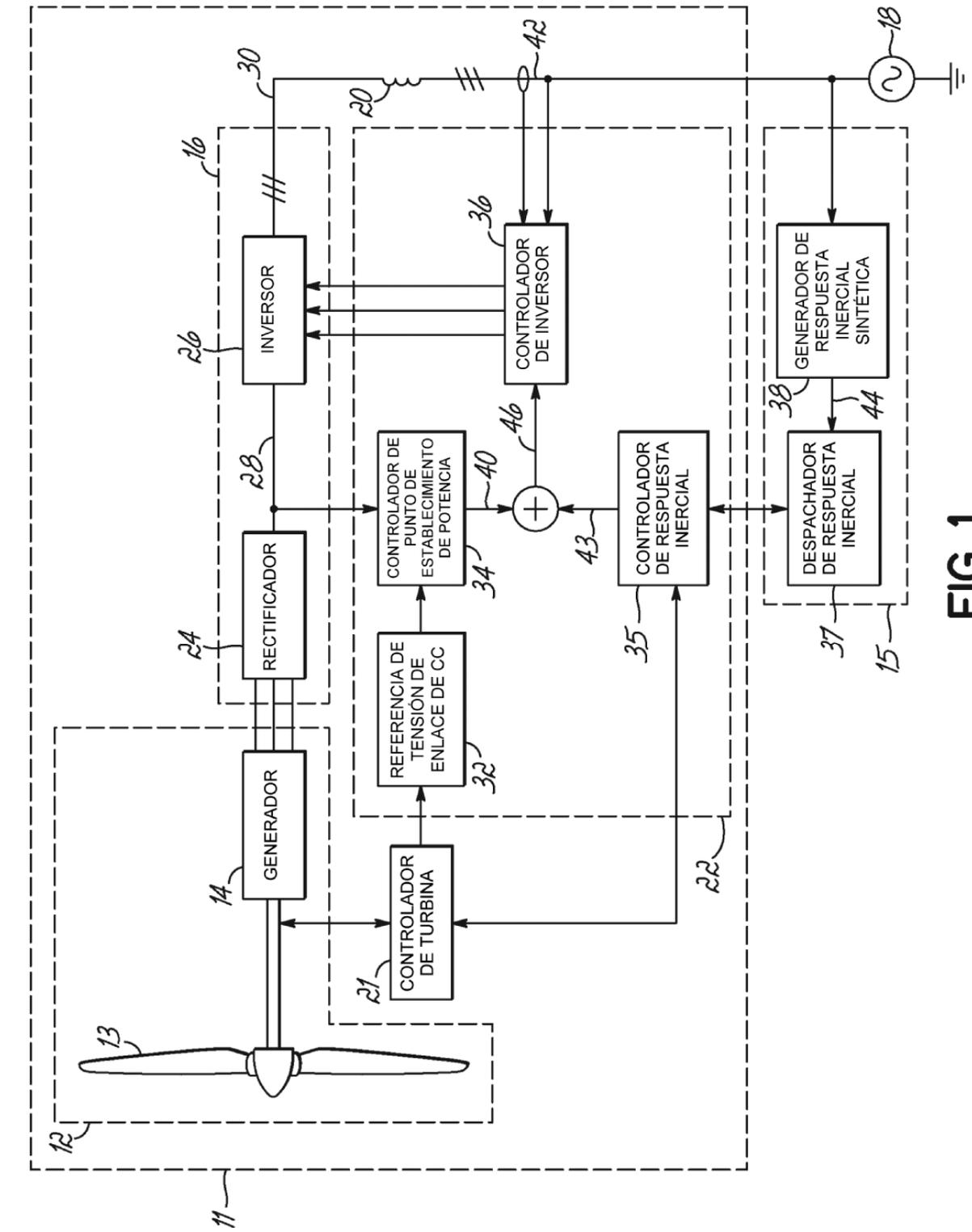


FIG. 1

10 →

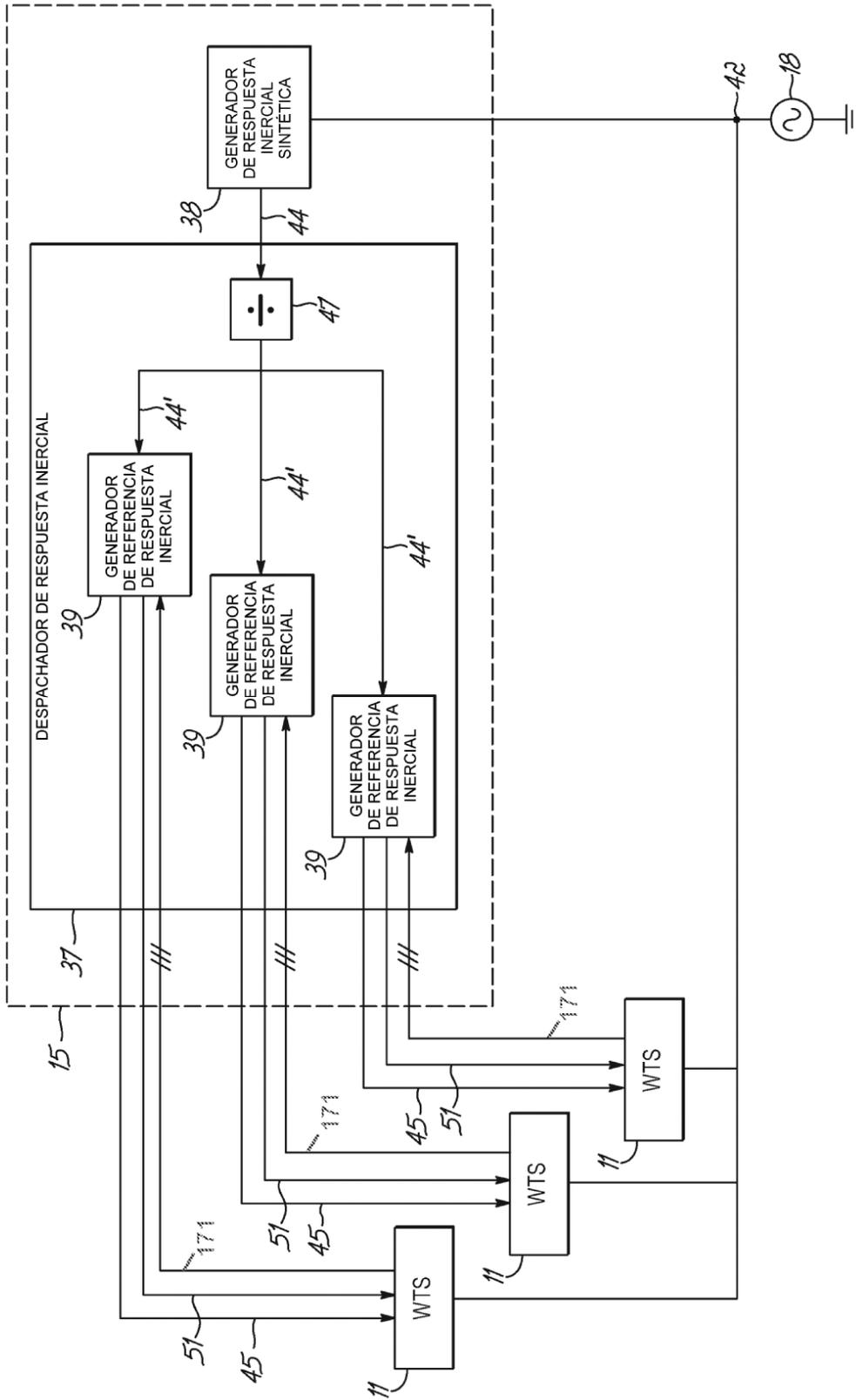


FIG. 2

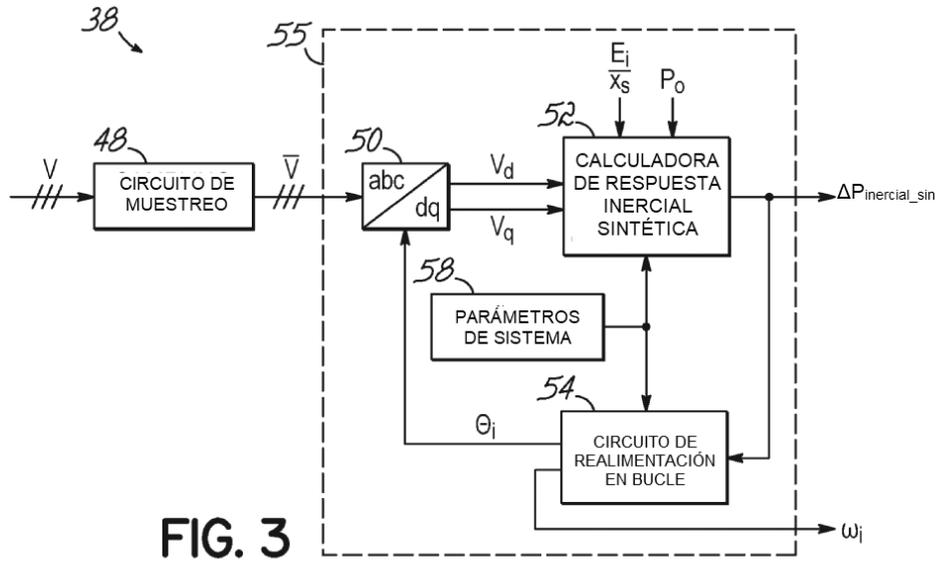


FIG. 3

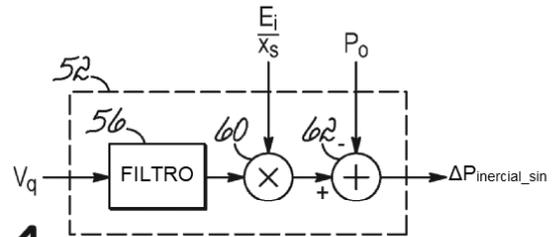


FIG. 4

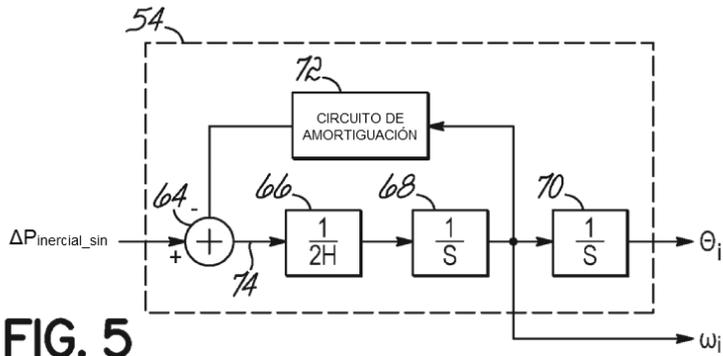


FIG. 5

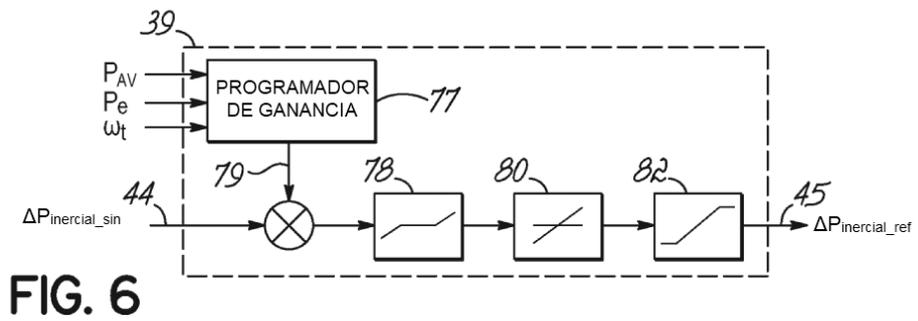


FIG. 6

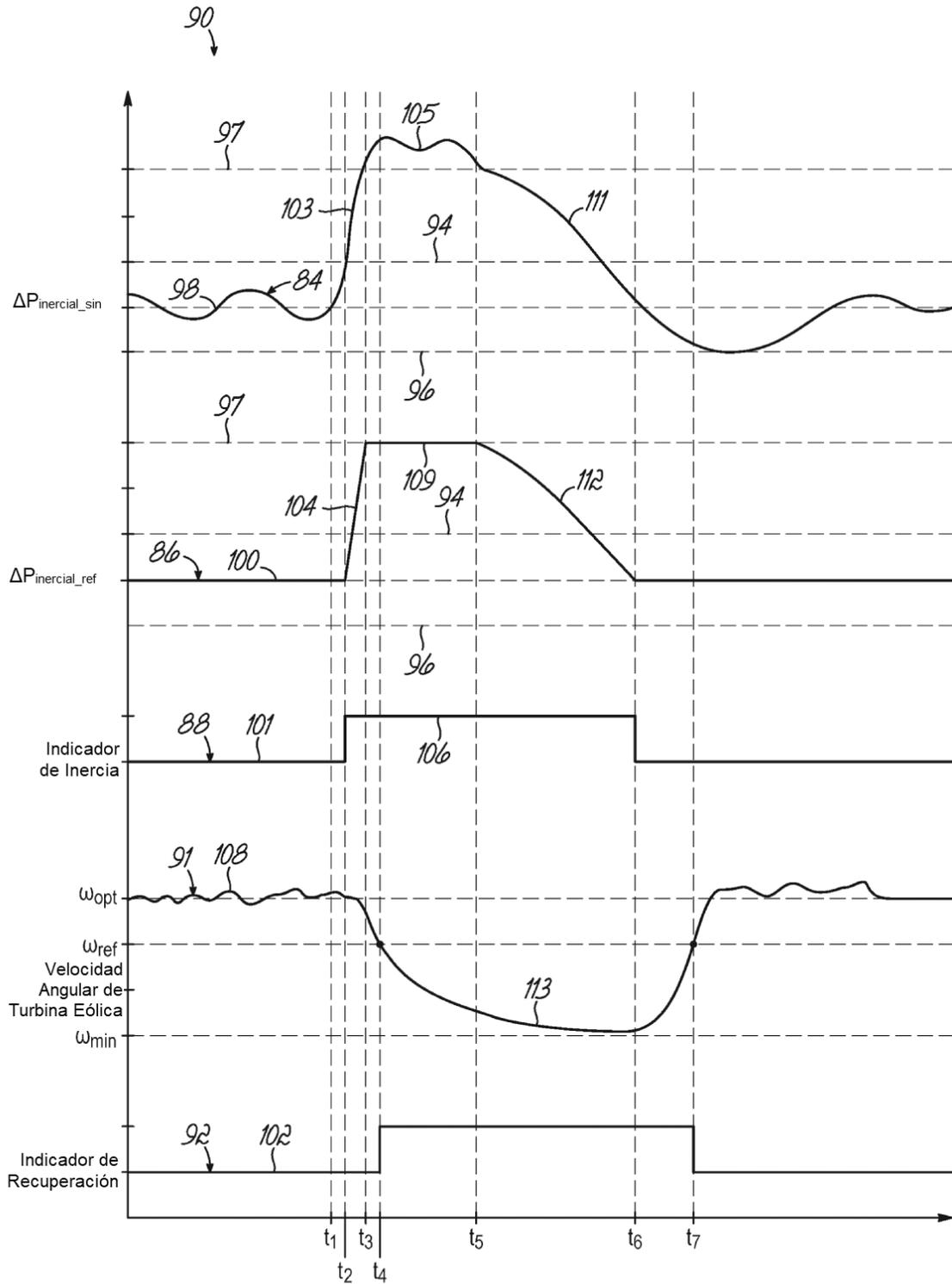


FIG. 7

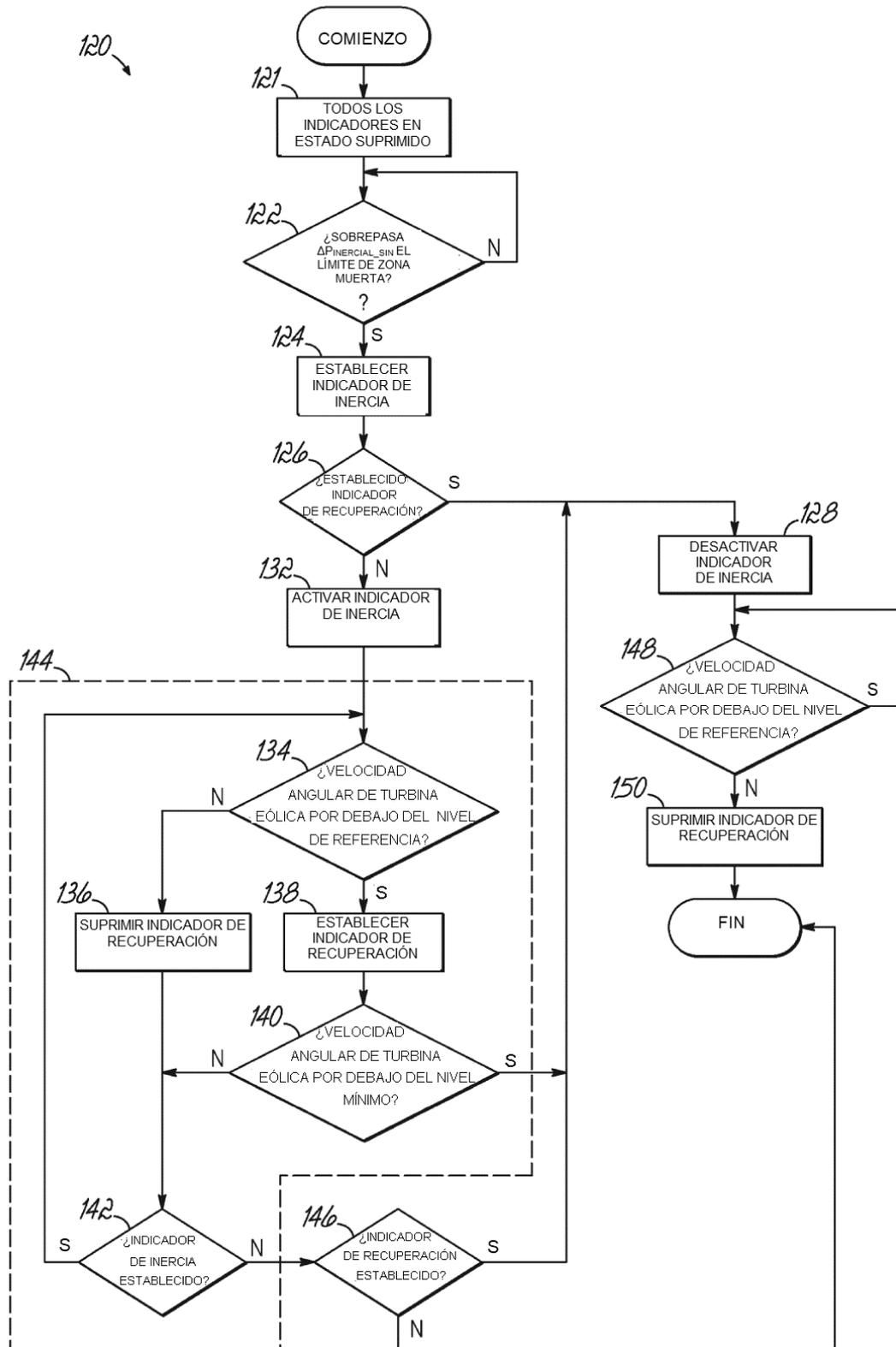


FIG. 8

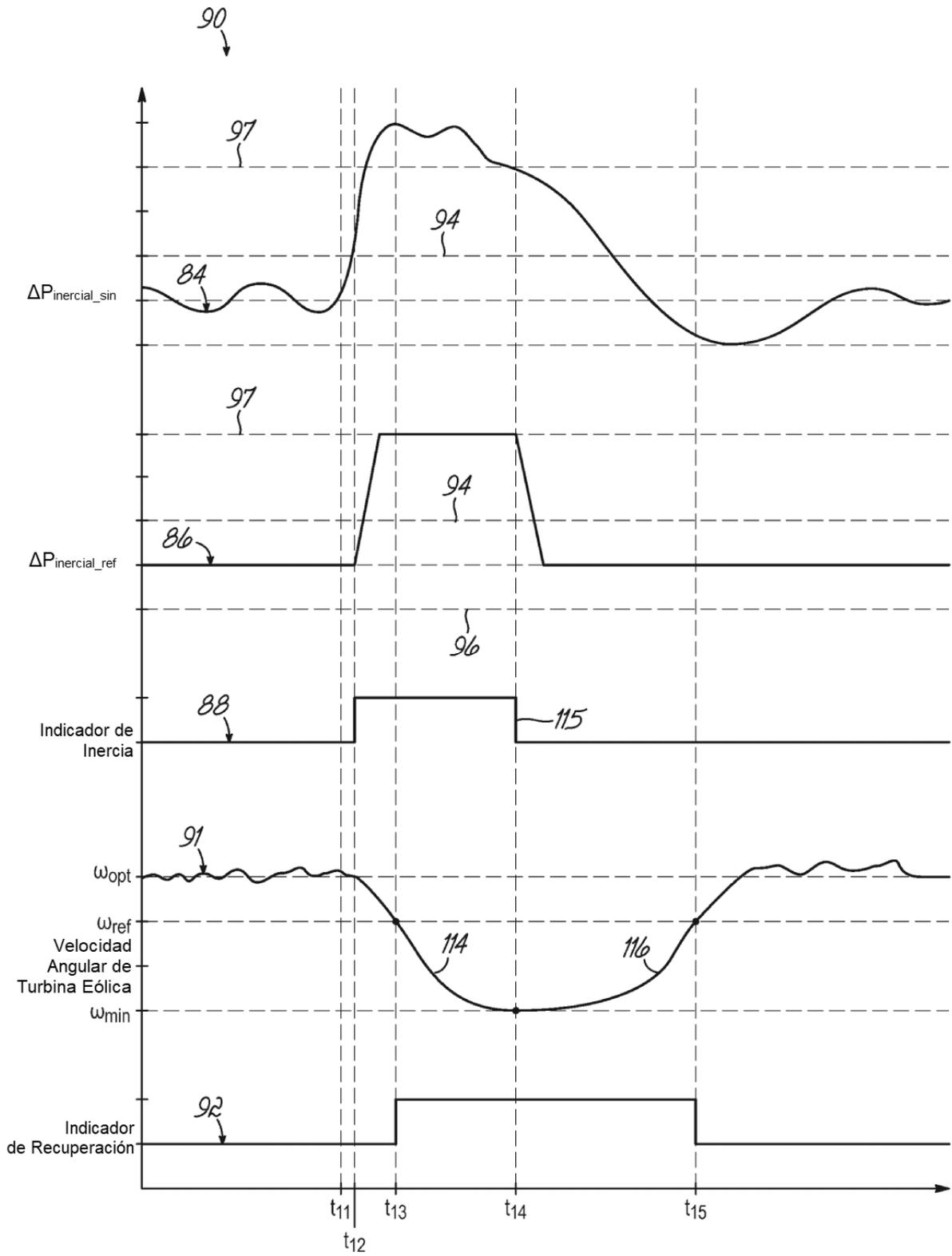


FIG. 9

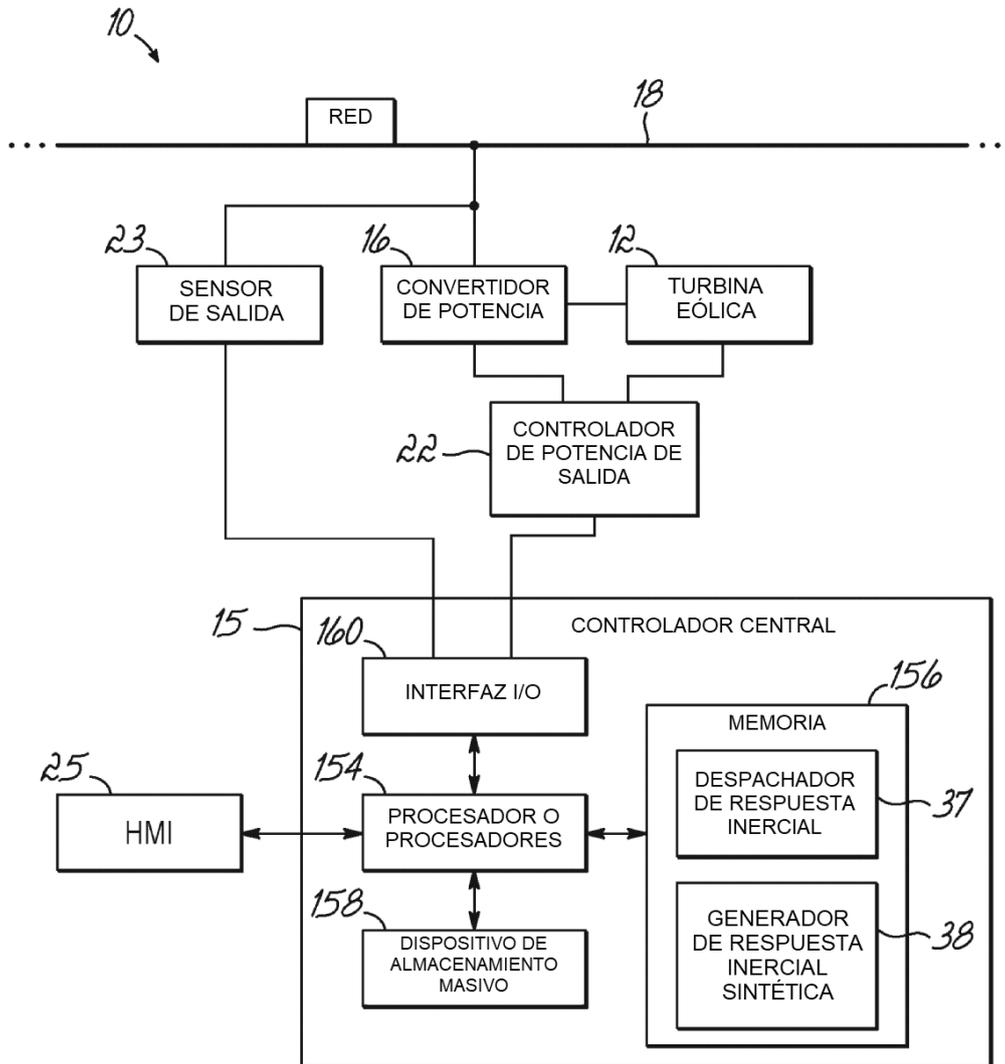


FIG. 10