

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 793 333**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **18.05.2016 PCT/EP2016/061144**

87 Fecha y número de publicación internacional: **24.11.2016 WO16184915**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **18.05.2016 E 16723140 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.03.2020 EP 3298273**

54 Título: **Respuesta inercial de parque eólico**

30 Prioridad:

18.05.2015 EP 15167966

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

13.11.2020

73 Titular/es:

**ABB SCHWEIZ AG (100.0%)
Brown Boveri Strasse 6
5400 Baden, CH**

72 Inventor/es:

**ZHANG, YAN;
POLAND, JAN;
TIMBUS, ADRIAN;
FRANKE, CARSTEN;
KULKARNI, KEDAR y
MASTELLONE, SILVIA**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 793 333 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

Respuesta inercial de parque eólico

Campo de la invención

5 La invención se refiere al funcionamiento de un parque eólico que incluye una pluralidad de generadores de turbinas eólicas interconectados eléctricamente. Específicamente, se refiere al funcionamiento del parque eólico en vista de un soporte o estabilización de una frecuencia de red de una red de transmisión de energía eléctrica conectada al parque eólico.

Antecedentes de la invención

10 En un parque eólico o una planta de energía eólica con una pluralidad de turbinas eólicas, la primera fila de turbinas a las que llega el flujo sin obstáculos de la masa de aire puede extraer una cantidad máxima de energía cinética. Sin embargo, debido a esta extracción de energía por las turbinas aguas arriba o contra el viento, las turbinas aguas abajo o a favor del viento abajo experimentan velocidades de viento más bajas y condiciones de viento turbulentas. Este fenómeno, ampliamente conocido como 'efecto de estela', puede tener un impacto en la cantidad de energía eléctrica generada por las turbinas eólicas aguas abajo, así como en la carga de fatiga u otra degradación de los componentes de turbinas eólicas aguas abajo.

15 En la gestión convencional de parques eólicos, un controlador de parque eólico despacha puntos de consigna con respecto a la generación de potencia activa y reactiva a turbinas eólicas individuales sin tener en cuenta las interacciones de estela. El control local de la mayoría de las turbinas eólicas de eje horizontal de velocidad variable bajo una perspectiva de seguimiento de punto de máxima potencia se basa entonces en tres tipos de accionadores mecánicos o parámetros de funcionamiento de turbina eólica, incluido el control de guiñada, el control de paso de pala y el control de par de generador. Dependiendo de la configuración de estos accionadores, la turbina puede extraer diferentes cantidades de energía, pero estas configuraciones también influyen directamente en las estelas resultantes y, por lo tanto, en la generación de energía en las turbinas a favor del viento.

20 La inercia de sistema de un sistema de energía eléctrica es la capacidad inherente de resistir los cambios en una frecuencia de red o frecuencia de red eléctrica después de un denominado evento de frecuencia, que puede ser causado por una perturbación de sistema, contingencia u otro desequilibrio entre la carga y la potencia de producción. La inercia de sistema es indicativa de un tiempo que transcurre hasta el cambio retardado en la frecuencia. La masa rotatoria de un generador sincrónico convencional proporciona una respuesta inercial natural que reduce la tasa de cambio en la frecuencia de red. Específicamente, al liberar energía cinética de las masas rotatorias al sistema, un generador sincrónico conectado directamente a la red y que opera a la frecuencia de la red contrarresta una disminución de frecuencia en proporción a una tasa de cambio de frecuencia df/dt , a expensas de disminuir una velocidad de rotación del rotor.

25 Los generadores de turbinas eólicas también pueden contribuir a la inercia de sistema y la estabilización de frecuencia, ya que una cantidad apreciable de energía cinética, aunque depende de la velocidad del viento disponible y la velocidad de rotor, se almacena en las palas rotatorias de una turbina eólica. Sin embargo, la mayoría de los parques eólicos modernos están equipados con generadores de velocidad variable, donde la velocidad de rotor de turbina se desacopla de la frecuencia eléctrica de sistema a través de convertidores electrónicos de potencia. Las turbinas eólicas de velocidad variable están equipadas con convertidores de fuente de voltaje que se diseñan para la potencia nominal total o, en el caso de generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), para aproximadamente un tercio de la potencia nominal. El convertidor puede controlarse para ajustar el par de carga de generador que el generador ejerce sobre el rotor, específicamente, la extracción de potencia del rotor rotatorio puede aumentarse al aumentar el par ejercido por el generador que actúa sobre el rotor. Si bien no hay una respuesta inercial natural o inherente proporcionada por una turbina eólica de velocidad variable, las turbinas eólicas de velocidad variable controladas de manera específica pueden producir una respuesta rápida que emula o imita una respuesta de inercia natural. Dicha respuesta controlada a los cambios de frecuencia se puede denominar respuesta inercial 'sintética' o 'virtual', o control de energía cinética.

30 La energía eléctrica no puede almacenarse fácilmente en grandes cantidades dentro de una red de distribución de electricidad, comúnmente conocida como una red, por medios convencionales. Por lo tanto, una cantidad de energía eléctrica alimentada a la red debe, en cualquier momento dado, coincidir con precisión con la cantidad utilizada, es decir, que es sacada de la red, para garantizar un funcionamiento seguro a una frecuencia constante dada (por ejemplo, 50 Hz en Europa). Por lo tanto, las fluctuaciones inesperadas entre la alimentación y la extracción, o la generación y el consumo de energía eléctrica adentro/afuera de la red deben compensarse en lapsos cortos. Esto puede lograrse, en particular, aumentando o reduciendo rápidamente la alimentación por parte de los proveedores, p. ej. los operadores de plantas de energía, que para este propósito, se requiere que prevean energía de reserva en forma de una llamada reserva de control, en particular una reserva de control de potencia activa. Con frecuencia, esto también se conoce como control de potencia de frecuencia o control de red (potencia activa).

55 La energía de reserva se requiere cuando, en un equilibrio de capacidad de corriente de un área de control, una suma de una alimentación y/o extracción real se desvía de una suma de las capacidades esperadas. Dicha desviación puede

originarse en un lado de carga de la red - por ejemplo, como resultado de factores meteorológicos y/o inexactitud en el pronóstico de carga - o en el lado de producción, por ejemplo, debido a restricciones de producción o interrupciones, salida adicional de plantas de energía hidroeléctrica debido a fuertes precipitaciones. Por lo tanto, los operadores de sistema de transmisión deben utilizar continuamente potencia de control para compensar variaciones de capacidad de equilibrio en su área de control. Esto puede lograrse técnicamente mediante un procedimiento de regulación de tres fases que comprende control de frecuencia primario, secundario y terciario, como, p. ej., se proporciona en las especificaciones técnicas de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad ENTSO-E (UCTE, que hasta julio de 1999 era conocida como UCPTÉ (Unión para la coordinación de la producción y el transporte de la electricidad (Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité), se incorporó a ENTSO - E el 1 de julio de 2009 y sigue existiendo como «Grupo regional de Europa Continental).

En términos de las prácticas actuales de operación de la red, el control de potencia activa para el soporte de frecuencia dinámica de sistema de potencia se divide en regímenes de control separados que operan en varios lapsos. El control de frecuencia primario (PFC) tiene como objetivo restaurar un equilibrio entre la generación y el consumo de energía en un lapso de segundos de ocurrencia de una desviación, con potencia activa entregada, p. ej. que es función de una desviación de frecuencia $f-f_{objetivo}$. Durante la operación PFC, la frecuencia se estabiliza dentro de los valores límite permitidos. En las centrales energéticas convencionales, la activación tiene lugar directamente por medio de reguladores de turbina. La frecuencia de la red se está monitoreando y, en caso de desviaciones, se activa la potencia de control primario requerida.

Además, el control de frecuencia secundario o el Control Automático de Generación (AGC) intenta restaurar la frecuencia de la red al valor programado actuando sobre la causa de la perturbación en un lapso de minutos. El control secundario se activa típicamente después de unos segundos, en particular después de entre 1 y 30 segundos, preferiblemente entre 2 y 5 segundos, y se completa típicamente después de 10 y 30 minutos, preferiblemente después de 12-18 minutos. Si la causa de la desviación de control no se elimina esta vez, el control secundario se reemplaza por el control terciario. En general, la potencia de control secundario en las centrales energéticas conectadas es activada automáticamente por un controlador de red central. Esto requiere que estas centrales energéticas estén en funcionamiento pero no generando a una capacidad nominal máxima o mínima posible, para poder cumplir con los requisitos del controlador de frecuencia de carga central en todo momento.

Se puede proporcionar control de frecuencia terciario para descargar el control de frecuencia secundario, en particular para restaurar una reserva suficiente para el control de frecuencia secundario. La reserva de control terciario está destinada principalmente a ajustar desviaciones de control importantes y persistentes, en particular desviaciones que ocurren en relación con interrupciones de producción o cambios de carga inesperadamente duraderos. La activación puede, por ejemplo, ser desencadenada por mensajes transmitidos electrónicamente a los proveedores, que luego deben ajustar la producción de la central eléctrica, generalmente dentro de un lapso entre 10 y 30 minutos, preferiblemente dentro de los 12-18 minutos.

Para permitir un control de frecuencia aún más estricto, también se puede aplicar un control rápido en un lapso de milisegundos o por debajo de un segundo, que califica como inercia virtual.

Para el propósito de esta descripción, el soporte de frecuencia dinámica continúa al menos hasta que se alcanza un nadir de frecuencia o hasta que se establece el control de frecuencia secundario. En particular, se considera que el soporte de frecuencia dinámica comprende tanto inercia virtual como control de frecuencia primario.

El soporte de frecuencia dinámica a nivel de turbina eólica puede incluir una reserva de potencia activa o una restricción profiláctica de la potencia de salida de turbina eólica por debajo de un nivel máximo y un aumento temporal de la potencia en caso de una caída de frecuencia. La restricción de potencia de salida de turbina eólica comprende una reducción o descarga deliberada de la potencia de salida de algunas o todas las turbinas dentro de un parque eólico. La potencia de salida de un generador de turbina eólica de velocidad variable puede controlarse variando el par de carga de generador y/o los ángulos de paso de pala sobre la base de mediciones de la velocidad de eje de generador. Por lo tanto, la restricción incluye reducir activamente del punto de consigna de la potencia de salida para una velocidad del viento y un punto de operación dados, a fin de permitir una mayor potencia de salida en respuesta a cualquier evento de frecuencia. Alternativamente, se puede ajustar un ángulo de paso de las palas de rotor para reducir la velocidad, o para acelerar o sobrevelocidad, una rotación del rotor más allá de una relación óptima de velocidad de punta, que también reduce la potencia de salida de la turbina eólica a un valor por debajo de un nivel máximo de otra manera posible para una velocidad de viento dada. El par de generador es inducido por la electrónica de potencia del convertidor y puede accionarse con un retraso insignificante en todos los intervalos de soporte de frecuencia dinámica, mientras que los motores de paso para el ajuste mecánico de ángulo de paso pueden tener límites de tasa de giro del orden de 10%/s., por tanto la activación de este último es muy adecuada para el control de frecuencia primaria.

El artículo de I.Erlich y M.Wilch, titulado 'Control primario de frecuencia por turbinas eólicas', Actas de la Reunión General de la Sociedad de Energía y Energía IEEE, Minneapolis, MN, julio de 2010, propone el control de ángulo de paso para mantener el nivel de restricción a fin de soportar la frecuencia de red en respuesta a una caída de frecuencia causada por una carga adicional. El artículo propone un soporte de frecuencia mediante la utilización de energía cinética almacenada en las masas rotatorias, para suministrar potencia activa adicional a la red en caso de un

desequilibrio de potencia. Para ello, se propone un controlador compensador de adelanto/retraso cuidadosamente parametrizado en lugar de un simple control de frecuencia proporcional. El artículo revela la respuesta de un control de energía cinética o de inercia a una perturbación, lo que aumenta la salida eléctrica de la turbina eólica y, a su vez, hace que el rotor desacelere en un lapso de unos 10 segundos.

5 La patente US 7750490 B2 propone aumentar la velocidad de rotación de un rotor de turbina eólica por encima de una velocidad nominal óptima para una curva par-potencia, p. ej. ajustando el ángulo de paso de las palas o un ángulo de guiñada del cuerpo de góndola. El exceso de velocidad a corto plazo de la turbina permite capturar energía aerodinámica adicional y almacenar esta última como energía inercial en un tren de impulsión rotatorio de la turbina eólica. Al final de un período de restricción, la potencia de salida de la turbina eólica se puede aumentar extrayendo
10 la energía inercial almacenada en el tren de impulsión, por medio de un convertidor de frecuencia conectado a un generador de turbina eólica y configurado para controlar la excitación del generador para aumentar la demanda de par en el generador.

El artículo de Jinshik Lee et al., Titulado 'Rotor speed-based droop of a wind generator in a wind power plant for the virtual inertial control', J Electr Eng Technol vol. 8, página 742-749, 2013, se dirige al control virtual de energía inercial a nivel de parque eólico, y propone utilizar diferentes parámetros de caída para turbinas eólicas individuales. Para liberar más energía cinética, el algoritmo propuesto tiene la ganancia de un bucle de desviación de frecuencia para cada generador de turbina eólica DFIG que depende de la velocidad de rotor de la turbina. Por otro lado, la ganancia para el bucle ROCOF de tasa de cambio de frecuencia más rápida se establece para ser igual para todos los generadores de turbinas eólicas y, en particular, independiente de la velocidad de rotor. El artículo asume que todos
15 los generadores de turbinas eólicas operan en el modo de control MPPT de seguimiento de punto de máxima potencia y, por lo tanto, no tienen potencia descargada, y considera los efectos de estela a través de su efecto en la velocidad de rotor.

En consecuencia, la activación de inercia no uniforme en el parque eólico se basa en el estado presente en cada turbina eólica según lo determinado por la optimización individual del funcionamiento de la turbina eólica. El artículo de A. Lebodía et al., titulado "Investigation of Disposable Reserve Power in a Large-Scale Wind Farm", Power Tech, 2005 IEEE, Piscataway, NJ, EE.UU., 27 de junio de 2005, investiga la distribución de la reserva de potencia integrando el efecto de estela y su inclusión en el control de la red.
25

Descripción de la invención

Por lo tanto, un objetivo de la invención es prepararse para una respuesta de frecuencia dinámica por parte de un
30 parque eólico con una pluralidad de turbinas eólicas de manera dinámica y considerando aspectos regulares de funcionamiento de parque eólico. Este objetivo se logra mediante un método y un controlador de acuerdo con las reivindicaciones independientes. A partir de las reivindicaciones de patente dependientes son evidentes realizaciones preferidas.

De acuerdo con la invención, el soporte de frecuencia dinámica y la producción de energía para todas las turbinas eólicas en un parque eólico se manejan simultáneamente en una única etapa de optimización y teniendo en cuenta los efectos de estela dentro del parque eólico, así como información opcional de pronóstico de viento. La capacidad de soporte de frecuencia dinámica de todo el parque eólico se planifica de antemano de acuerdo con los requisitos de la red y los cambios en las condiciones del sistema de energía, y se expresa cuantitativamente mediante un valor de objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF. Si bien los métodos existentes descargan las turbinas eólicas con un porcentaje estático para suministrar energía adicional cuando es necesario, el método propuesto incorpora soporte
35 de frecuencia en el sistema dinámico de operación óptima del parque eólico.

Específicamente, operar un parque eólico (WF) con una pluralidad de generadores de turbinas eólicas (WT) conectados eléctricamente, a través de una única subestación o punto de empalme común (PCC), a una red eléctrica o red de transmisión que tiene una frecuencia de red nominal comprende las siguientes etapas:

45 - Proporcionar un requisito o valor de objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF, denominado brevemente objetivo de soporte de frecuencia dinámica, para soportar, mediante el WF, una frecuencia de red de la red eléctrica. El valor de objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF se establece o define según los requisitos del Operador de Sistema de Transmisión o Distribución (TSO/DSO) que opera la red eléctrica o un sistema de energía específico que incluye el WF, y corresponde a una cantidad de reserva de potencia activa requerida para que esté disponible para soporte de frecuencia dinámica. Cuando ocurre un evento de frecuencia, se puede proporcionar soporte o
50 estabilización de frecuencia de red por medio del soporte de frecuencia dinámica de parque eólico, y puede apuntar a minimizar y/o retrasar una desviación de la frecuencia de la red, es decir, una frecuencia de red real desde un valor nominal, es decir la frecuencia nominal de la red.

55 - Determinar, en una única etapa de optimización, valores óptimos de entrada de control de turbina u_i^* para todas las WT del WF, sobre la base del objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF y considerando los efectos de estela entre WT. Los valores óptimos de entrada de control de turbina de cada WT se aportan a controladores de WT individuales y pueden ser indicativos o representar un objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WT y/o un objetivo de potencia de WT descargado concurrente.

- Operar las WT de acuerdo con valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* .

En el presente contexto, los valores de entrada de control de turbina incluyen uno o más de un ángulo de paso, ángulo de guiñada, dirección de la góndola, ajustes de pala de rotor, velocidad de rotación de la turbina, par de generador y puntos de consigna para la potencia activa P o reactiva Q de una turbina eólica.

- 5 En la invención, los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* optimizan una función objetivo $J(u)$ indicativa de una salida de potencia activa y/o un soporte de frecuencia dinámica del WF, dependiendo y determinado de la entrada de control de turbina u_j de cada turbina eólica que se va a optimizar. En otras palabras, la función objetivo puede incluir términos que representan una salida de potencia activa de WF y/o un soporte de frecuencia dinámica de WF, así como valores de objetivo para ambas cantidades.
- 10 En la invención, se proporciona un pronóstico de viento para la ubicación del WF, y los valores óptimos de entrada de control de turbina $u_j^*(t)$ optimizan una función objetivo $J(u)$ dependiendo de la entrada de control de turbina de cada turbina eólica y del pronóstico de viento. Las condiciones de viento, en particular la velocidad del viento y la dirección del viento, pueden favorecer ciertos valores de entrada de control, en particular si se tiene en cuenta un coste de pronóstico para cambiar puntos de consigna y activar accionadores.
- 15 Preferiblemente, el pronóstico de viento comprende un pronóstico de viento meteorológico y/o un pronóstico de viento local, que predice condiciones del viento para todo el campo eólico y/o turbinas eólicas individuales. El pronóstico de viento meteorológico puede obtenerse de un proveedor de servicios público o privado que proporcione pronósticos climáticos nacionales o regionales, basados en modelos meteorológicos, en particular en la predicción numéricas del clima, que emplee modelos matemáticos de la atmósfera y los océanos para predecir el clima basándose en de las
- 20 condiciones climáticas actuales. utilizando observaciones climáticas actuales transmitidas desde radiosondas, satélites meteorológicos y otros sistemas de observación como aportes. En general, las condiciones del viento predichas por los pronósticos de viento meteorológicos disponibles son uniformes para todo el campo de viento; es decir, la resolución espacial del pronóstico de viento meteorológico no permite tener en cuenta las diferentes condiciones del viento en las turbinas eólicas individuales del parque eólico.
- 25 El pronóstico de viento local permite pronosticar diferentes condiciones del viento en turbinas eólicas individuales del parque eólico, en particular teniendo en cuenta la propagación del viento entre turbinas eólicas individuales para permitir reflejar el hecho de que cualquier cambio en la velocidad del viento aguas arriba tendrá efectos en una turbina aguas abajo después de un cierto retraso debido a un llamado transporte de velocidad de viento. El retraso t_{retraso} es una función de la distancia l y la velocidad del viento v_w y se puede obtener como $t_{\text{retraso}} = l/v_w$.
- 30 Preferiblemente, el pronóstico de viento local para una turbina eólica individual tendrá en cuenta condiciones del viento de al menos una turbina eólica aguas arriba, en particular la velocidad y/o la dirección del viento, que pueden ser determinadas por uno o más sensores de viento ubicados en una ubicación del turbina eólica aguas arriba, y/o en otros observables relacionados con al menos una turbina eólica aguas arriba, en particular en los valores de entrada de control de turbina que incluyen uno o más de un ángulo de paso, ángulo de guiñada, dirección de la góndola, ajustes de pala de rotor, velocidad de rotación de la turbina, par de generador y puntos de consigna para la potencia activa P o reactiva Q, y/o en los valores reales u observados correspondientes, en particular la velocidad de rotación del rotor. Esto permite una predicción mucho más precisa y confiable de las condiciones del viento para la turbina eólica individual, en particular en lapsos en los que se efectúa la inercia virtual y el control de frecuencia primario.
- 35 Preferiblemente, el pronóstico de viento local para una turbina eólica individual tendrá en cuenta efectos de estela debidos al menos a una turbina eólica aguas arriba, preferiblemente todas las turbinas eólicas aguas arriba. Más preferiblemente, las condiciones del viento para la turbina eólica individual se predicen sobre la base de modelos computacionales que tienen en cuenta valores de entrada de control de turbina de al menos una turbina eólica aguas arriba, incluyendo, en particular, uno o más de un ángulo de paso, ángulo de guiñada, dirección de la góndola, la configuración de pala de rotor, la velocidad de rotación de la turbina, el par de generador y los puntos de consigna para la potencia activa P o reactiva Q, y/o los valores reales u observados correspondientes, en particular el ángulo de paso, el ángulo de guiñada, la dirección de la góndola, la configuración de pala de rotor y/o par de generador. Esto permite tener en cuenta los efectos de los cambios de los valores de entrada de control, que son, en particular, necesarios para proporcionar inercia virtual y/o control de frecuencia primario, lo que permite una predicción mucho más precisa y confiable de las condiciones del viento para la turbina eólica individual, en particular en lapsos en los
- 40 que se efectúa inercia virtual y control de frecuencia primario. Esto, a su vez, permite que la función objetivo $J(u)$ refleje con mayor precisión las condiciones reales del viento y, por lo tanto, resultados de optimización más precisos.
- 45 Cualquiera de los esquemas de optimización propuestos para la operación de parques eólicos puede incluir aspectos relacionados con la configuración del operador de la red de transmisión, los requisitos o restricciones de la red de transmisión, la topología de los parques eólicos y la red de colectores subyacente, las restricciones de operación de turbinas, el tiempo operativo restante estimado bajo diferentes tiempos y patrones de uso, así como aspectos del mercado eléctrico. Cualquiera de los esquemas de optimización propuestos puede repetirse al menos al proporcionar un objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF modificado, una condición de viento actualizada y/o demanda de potencia, o un estado operativo de WT modificado. Por lo tanto, se pueden determinar o actualizar los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* respectivos del objetivo de soporte de frecuencia dinámica de parque
- 55

eólico, al menos cada diez minutos, preferiblemente cada minuto, aun preferiblemente cada diez segundos, o incluso una vez por segundo.

En una realización preferida adicional, se determinan valores individual de parámetros de control de desviación de frecuencia tales como configuraciones de caída o tablas de búsqueda, preferiblemente a partir de un modelo del WF, para cada WT individual, basándose y/o concurrente con los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* . Los controladores de inercia de WT individuales pueden involucrar dicho parámetro de control en una desviación de frecuencia local o un bucle de control de tasa de cambio de frecuencia (ROCOF). El parámetro de control puede correlacionarse con un objetivo de inercia de WT individual indicativo de una capacidad de soporte de frecuencia dinámica de la turbina eólica individual respectiva, y provocar una liberación o activación de inercia en correlación con un objetivo de inercia o reserva de potencia de la WT según lo establecido por los parámetros óptimos de control de turbina. En particular, las turbinas eólicas de la primera fila pueden activarse en último lugar para mantener su estela a un nivel reducido el mayor tiempo posible. Si un controlador de WF lo determina centradamente, los parámetros de control de desviación de frecuencia se transmiten preferiblemente a los controladores de WT antes de cualquier evento de frecuencia y en vista de una contribución de soporte de frecuencia individual autónoma por cada WT, es decir, en particular para permitir el soporte de frecuencia individual autónomo por cada WT individual.

En un escenario de despacho descentralizado o asincrónico, una unidad de soporte de frecuencia dinámica centralizada a nivel de WF puede simplemente habilitar o deshabilitar bucles de control de nivel inferior a nivel de WT. Luego, estos últimos operan basándose en mediciones locales de la frecuencia de red o línea y basándose en ajustes de control local tal como se comunicaron previamente, y por lo tanto responden de inmediato a la perturbación de frecuencia. La configuración de control local puede incluir caídas para bucles de control local de tipo PFC, puede implementarse como tablas de búsqueda locales, como splines, polinomios, redes neuronales artificiales. Cada WT puede incluso estar provista de un conjunto de tablas de parámetros de control para ser utilizadas sucesivamente durante un evento de frecuencia.

Específicamente, un controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT puede funcionar en un modo de respuesta inercial que dura menos de un segundo después de la detección de un evento de frecuencia, sobre la base de un primer valor de parámetro de control de desviación de frecuencia a corto plazo. Este último puede ser un parámetro indicativo de, en particular ponderación, una contribución de tasa de cambio de frecuencia (df/dt) en el controlador de soporte de frecuencia dinámica local. El modo de respuesta inercial puede ser seguido por un modo de control de frecuencia primario (PFC) con el controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT en funcionamiento sobre la base de un segundo valor de parámetro de control de desviación de frecuencia a medio plazo en un lapso de segundos. El segundo valor de parámetro de control de desviación de frecuencia puede ser indicativo de una contribución de desviación de frecuencia ($f - F_{objetivo}$) en el controlador de soporte de frecuencia dinámica local.

Alternativamente, en un escenario de despacho centralizado, una unidad de soporte de frecuencia dinámica o controlador de WF a nivel de WF determina, en una optimización en tiempo real después de un evento de frecuencia y sobre la base de una medición exclusiva de una frecuencia de desviación en PCC, valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia u_{ii}^* para todas las WT del WF. Estos valores se distribuyen o comunican instantáneamente a las WT individuales, lo que requiere una comunicación rápida en tiempo real, en particular si se apunta a un tipo de inercia virtual de respuestas de frecuencia por debajo de un segundo. En otras palabras, si la comunicación es lo suficientemente rápida, entonces la unidad de soporte de frecuencia dinámica puede despachar u ordenar el aumento de potencia real demandado y reservado previamente a cada turbina en caso de perturbación de frecuencia, en cuyo caso puede no necesitarse un bucle de control de nivel inferior en puede ser necesario al nivel de turbina, de modo que los bucles de control a nivel de turbina eólica, en particular el controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la WT individual, pueden estar, al menos temporalmente, deshabilitados y, por lo tanto, estar desprovistos o prescindir completamente de entrada de frecuencia.

En una realización preferida adicional del método de acuerdo con la presente invención, u_j^* denota un valor de referencia para el control de j -ésima turbina en el campo eólico. u_j^* puede ser, p. ej. la referencia de potencia activa

P_j^* del j -ésima turbina. La función objetiva puede ser dada por $J(u) = \max \sum_{j=1}^n (P_j)$, mientras que en cada

turbina hay una restricción $P_{WF-inercial} = \max \sum_{j=1}^n (P_{j-inercial})$, donde $P_{j-inercial} = P_{j-disponible} - P_j$, en donde $P_{WF-inercial}$ es el requisito inercial total del WF, $P_{j-inercial}$ es la referencia inercial de la turbina j , y $P_{j-disponible}$ es la potencia activa

disponible de la turbina j . Alternativamente, u_j^* puede corresponder a estados de encendido/apagado (0,1) de control de frecuencia en la turbina j , es decir, cuando $u_j^* = 0$ el control de frecuencia de la turbina j está inhabilitado, mientras que cuando $u_j^* = 1$ el control de frecuencia de la turbina j está habilitado. La función objetiva puede entonces, p. ej. ser

dada por $J(u) = P_{WF-inercial} = \sum_{j=1}^n (P_{j-inercial})$

Breve descripción de los dibujos

El tema de la invención se explicará con más detalle en el siguiente texto con referencia a realizaciones ejemplares preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, que representan:

Figura 1, una primera realización de la invención con control de soporte de frecuencia local;

Figura 2, una segunda realización con control de soporte de frecuencia central;

Figura 3, una arquitectura de controlador;

Figura 4, una distribución ejemplar de potencia reservada y potencia de salida en dirección del viento;

Figura 5, un soporte de frecuencia dinámica de tipo PFC; y

5 Figura 6, un soporte de frecuencia dinámica de un tipo de control inercial.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

Una turbina eólica puede comprender un rotor al que se conectan una o más palas de rotor de turbina eólica, en donde el rotor impulsa un generador eléctrico, tal como un generador sincrónico que tiene un rotor exterior con múltiples imanes permanentes. El generador puede proporcionar un flujo de corriente alterna de frecuencia variable a un convertidor, en particular un convertidor de CA-CC-CA que convierte el flujo de corriente alterna de frecuencia variable en un flujo de corriente alterna de frecuencia fija que luego se proporciona a la red pública para proporcionar energía eléctrica a varios consumidores.

La Figura 1 muestra un parque eólico (WF) con cinco turbinas eólicas (WT) 1a a 1e conectadas a una red eléctrica en un punto de empalme común 2. Con una dirección del viento de izquierda a derecha, las WT contra el viento 1a, 1b producen una estela 3a, 3b que afecta a las WT a favor del viento 1c, 1d, 1e. Cada WT tiene un controlador de soporte de frecuencia dinámica local 4a a 4e conectado comunicativamente a un controlador de WF 5 (líneas discontinuas). El controlador de WF determina y despacha a los controladores locales los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* para una operación de WT regular, así como para parámetros de control de desviación de frecuencia individuales, tales como ajustes de caída o tablas de búsqueda que se utilizarán en caso de una contingencia de frecuencia.

La Figura 2 muestra el WF de la Figura 1, pero con una comunicación rápida en tiempo real entre el controlador de WF y los controladores locales WT 4a' a 4e'. Una unidad de soporte de frecuencia dinámica a nivel de WF determina, en una optimización en tiempo real después de un evento de frecuencia y sobre la base de la medición de una frecuencia de desviación ω en PCC, valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia u_{fi}^* para todas las WT del WF. Estos valores se distribuyen o comunican instantáneamente a los controladores de WT individuales.

La Figura 3 representa un sistema ejemplar de gestión de respuesta de frecuencia dinámica de WF que comprende un sistema de monitorización de respuesta de frecuencia dinámica de parque eólico, un módulo de control óptimo de parque eólico y un módulo de despacho de respuesta de frecuencia dinámica de parque eólico. El módulo de monitorización puede mostrar en línea una capacidad de respuesta de frecuencia dinámica de todo el parque eólico sobre la base de mediciones de los parámetros operativos de turbinas, como el ángulo de paso, la velocidad de rotación, la potencia de salida, etc. El sistema de monitorización también puede mostrar una capacidad de respuesta de frecuencia dinámica futura de todo el parque eólico basada en datos de pronóstico de viento, tanto a corto como a largo plazo. Para ello, debe haber disponible un modelo de respuesta de frecuencia dinámica de la turbina eólica (en términos de sus estrategias de control, condición del viento, potencia de salida). El módulo de control óptimo decide sobre una salida de potencia y un nivel de contribución de respuesta de frecuencia dinámica de las turbinas eólicas individuales, teniendo en cuenta la estela del viento y el pronóstico de viento. El módulo de despacho comunica los requisitos de respuesta de frecuencia dinámica a las turbinas eólicas individuales.

La Figura 4 muestra un resultado ejemplar de una optimización a nivel de parque eólico considerando efectos de estela. Las turbinas contra el viento operan por debajo de su capacidad total para ahorrar energía eólica en nombre de las turbinas a favor del viento y para proporcionar una reserva de potencia de soporte de frecuencia dinámica óptima. En tal caso, las turbinas contra el viento pueden aumentar su producción en poco tiempo, en donde la activación de la energía de reserva en la turbina contra el viento puede reducir la energía de reserva en las turbinas a favor del viento.

La Figura 5 y la Figura 6 representan una evolución de frecuencia de sistema de potencia medida ejemplar (línea continua) después de un evento de frecuencia y que comienza en un valor nominal de 50 Hz. La línea discontinua indica la potencia adicional simulada ΔP , o la diferencia de potencia con referencia a la nominal, proporcionada hacia o desde la WT. Después de aproximadamente seis segundos, la energía disponible de la WT se consume por completo, y el sistema tiene que contrarrestar la dirección para devolver la energía a la WT. En la Figura 5, el intercambio de potencia adicional resulta exclusivamente de una respuesta de Control de frecuencia primario (PFC) que depende de $(f-f_i)$ en un lapso rápido, mientras que en la Figura 6, un modo de control de tipo inercia que depende de (df/dt) está activo para el control de frecuencia dinámica. Mientras que el control de frecuencia dinámica puede basarse exclusivamente en un término de tipo inercia proporcional a un cambio en la frecuencia (df/dt) o en un término de tipo PFC proporcional a una desviación de frecuencia $(f-f_i)$, es más efectiva una combinación de PFC en un lapso de segundos y control de inercia virtual en un lapso de menos de un segundo. En última instancia, el control de frecuencia dinámica podría basarse adicionalmente en alguna integral sobre $(f-f_i)$, en cuyo caso hay una analogía completa con un controlador PID.

El objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF puede basarse en una desviación de frecuencia en el peor de los casos o ROCOF según lo determinado por una carga particular que se agrega o capacidad de generación que se elimina del sistema de energía, y se traduce en una reserva de potencia activa de, por ejemplo, el 5% de la potencia nominal del parque eólico dentro de un primer período, y/o una tasa de respuesta mínima del 1% de la potencia nominal por segundo durante un segundo período. El objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF o la reserva de potencia activa de WF requerida pueden escribirse como una suma de contribuciones de WT individuales como $S_n H = S_{n1} H_1 + S_{n2} H_2 + \dots + S_{nN} H_n$, donde S_{ni} y H_i denotan una potencia nominal y constante de inercia para la WT con índice i . La constante de inercia de WT H_i tiene una dimensión de [segundos] y se define a través de

$$\frac{2S_n H}{\omega_{nom}} \frac{d\omega}{dt} = P_{mech} - P_{el}$$

donde P_{mech} es la potencia mecánica disponible y P_{el} es la energía eléctrica generada.

La unidad de soporte de frecuencia dinámica de WF puede evaluar las ecuaciones ejemplares anteriores cuando se decide sobre la participación de WT individuales en el objetivo de soporte de frecuencia dinámica de WF.

Las características del método de operación de un parque eólico y el controlador de parque eólico como se describe en este documento pueden realizarse mediante componentes de hardware, firmware y/o un dispositivo informático que tenga medios de procesamiento programados por el software apropiado. Por ejemplo, el controlador de parque eólico puede incluir cualquier procesador o circuito integrado conocidos de propósito general, como una unidad de procesamiento central (CPU), microprocesador, matriz de puertas programables en campo (FPGA), circuito integrado de aplicación específica (ASIC) u otro procesamiento programable adecuado o dispositivo informático o circuito según se desee. El procesador puede programarse o configurarse para incluir y realizar características de las realizaciones ejemplares de la presente descripción, tales como un método para operar un parque eólico. Las características se pueden realizar a través de un código de programa o software codificado o grabado en el procesador, o almacenarse en una memoria no volátil accesible para el procesador, como una memoria de solo lectura (ROM), una memoria de solo lectura programable borrable (EPROM), u otra memoria o circuito adecuado según se desee. En otra realización ejemplar, el código del programa o software puede proporcionarse en un producto de programa informático que tiene un medio de grabación legible por ordenador no transitorio, tal como una unidad de disco duro, unidad de disco óptico, unidad de estado sólido u otro dispositivo o circuito de memoria adecuado como se desee, el código de programa o software es transferible o descargable al procesador para su ejecución cuando el medio legible por ordenador no transitorio se coloca en contacto comunicable con el procesador.

Si bien la invención se ha descrito en detalle en los dibujos y la descripción anterior, dicha descripción debe considerarse ilustrativa o ejemplar y no restrictiva. Los expertos en la materia y practicando la invención reivindicada pueden entender y realizar variaciones de las realizaciones divulgadas, a partir de un estudio de los dibujos, la divulgación y las reivindicaciones adjuntas. En las reivindicaciones, la palabra "que comprende" no excluye otros elementos o etapas, y el artículo indefinido "un" o "uno" no excluye una pluralidad.

REIVINDICACIONES

1. Un método para operar un parque eólico WF con una pluralidad de generadores de turbinas eólicas WT conectados eléctricamente a una red eléctrica que tiene una frecuencia de red nominal, que comprende
 - 5 - proporcionar un objetivo de soporte de frecuencia dinámica de parque eólico para la estabilización de una frecuencia de red por el parque eólico;
 - determinar valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* para las WT del WF, sobre la base del objetivo de soporte de frecuencia dinámica de parque eólico y considerando efectos de estela entre WT;
 - operar las WT de acuerdo con valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* ;
 - 10 - proporcionar un pronóstico de viento para el parque eólico, dicho pronóstico de viento comprende un pronóstico de viento local que tiene en cuenta valores de entrada de control de turbina de al menos una turbina eólica aguas arriba, incluyendo, en particular, uno o más de un ángulo de paso, ángulo de guiñada, dirección de la góndola, ajustes de pala de rotor, velocidad de rotación de la turbina, par de generador y puntos de consigna para la potencia activa (P) o potencia reactiva (Q), y/o valores reales u observados correspondientes; y
 - 15 - determinar valores óptimos de entrada de control de turbina $u_j^*(t)$ que optimizan una función objetiva $J(u)$ dependiendo de la entrada de control de turbina de una pluralidad de turbinas eólicas, preferiblemente en la entrada de control de turbina de cada turbina eólica, y dependiendo del pronóstico de viento.
2. El método de la reivindicación 1, que comprende
 - determinar valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* que optimizan una función objetiva $J(u)$ indicativa de un soporte de frecuencia dinámica de parque eólico que comprende inercia virtual.
- 20 3. El método de la reivindicación 1, en donde el pronóstico de viento comprende un pronóstico de viento meteorológico.
4. El método de una de las reivindicaciones anteriores, en donde la función objetiva comprende un coste de pronóstico para cambiar los puntos de consigna y/o activar accionadores de al menos una, preferiblemente cada turbina eólica.
- 25 5. El método de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, que comprende
 - determinar y comunicar a las WT los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* al menos cada minuto, y preferiblemente al menos una vez por segundo.
6. El método de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende
 - 30 - determinar, antes de un evento de frecuencia, un primer valor de parámetro de control de desviación de frecuencia, en particular por una unidad de soporte de frecuencia dinámica centralizada a nivel de WF, y
 - operar, al ocurrir un evento de frecuencia, un primer controlador de soporte de frecuencia dinámica local de una primera WT sobre la base del primer valor de parámetro de control de desviación de frecuencia.
7. El método de la reivindicación anterior, que comprende
 - 35 - determinar, antes de un evento de frecuencia, un segundo valor de parámetro de control de desviación de frecuencia diferente del primer valor de parámetro de control de desviación de frecuencia, en particular por una unidad de soporte de frecuencia dinámica centralizada a nivel de WF, y
 - operar, al ocurrir un evento de frecuencia, un segundo controlador de soporte de frecuencia dinámica local de una segunda WT sobre la base del segundo valor de parámetro de control de desviación de frecuencia.
8. El método de la reivindicación 6 o 7, que comprende
 - 40 - operar el primer controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT en un modo de respuesta inercial dentro de un segundo, preferiblemente dentro de 200 milisegundos, lo más preferiblemente dentro de 20 milisegundos, después de la detección de un evento de frecuencia.
9. El método de una de las reivindicaciones 6 a 8, que comprende
 - 45 - operar el primer controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT en un modo de respuesta inercial sobre la base de un valor de parámetro de control de desviación de frecuencia a corto plazo, y
 - operar el primer controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT en un modo de control de frecuencia primario sobre la base de un valor de parámetro de control de desviación de frecuencia a medio plazo.

10. El método de una de las reivindicaciones 8 o 9, en donde
- en el modo de respuesta inercial, el controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT se opera sobre la base de una derivada df/dt de una frecuencia de red real con respecto al tiempo.
11. El método de una de las reivindicaciones 8 a 10, en donde
- 5 - en el modo de control de frecuencia primario, el controlador de soporte de frecuencia dinámica local de la primera WT se opera sobre la base de una desviación $f-f_n$ entre una frecuencia de red real y la frecuencia de red nominal.
12. El método de una de las reivindicaciones anteriores, que comprende
- determinar, al ocurrir un evento de frecuencia y sobre la base de una medición de la frecuencia de la red en PCC, valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de f_{in}^* para respuesta de soporte de frecuencia, y
- 10 - comunicar los valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia u_{in}^* a los controladores de WT locales de las WT de WF.
13. El método de acuerdo con la reivindicación anterior, en donde los controladores locales carecen de una entrada de frecuencia.
14. El método de una de las reivindicaciones 12 o 13, en donde los valores de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia óptima u_{in}^* se determinan y comunican dentro de un segundo, preferiblemente dentro de 200 milisegundos, lo más preferiblemente dentro de 20 milisegundos, después de una detección del evento de frecuencia.
15. El método de una de las reivindicaciones 1 a 11, que comprende
- determinar, al ocurrir un evento de frecuencia y sobre la base de una medición de la frecuencia de la red en PCC, valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia u_{in}^* para respuesta de soporte de frecuencia, y
- 20 y
- comunicar y/o distribuir instantáneamente los valores óptimos de entrada de control de turbina de soporte de frecuencia u_{in}^* a una pluralidad, preferiblemente todas las WT individuales del WF.
16. El método de la reivindicación anterior, que comprende además la inhabilitación de bucles de control a nivel de turbina eólica para al menos una turbina eólica.
- 25 17. El método de una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además:
- en caso de un evento de frecuencia, proporcionar soporte de frecuencia dinámica por al menos una turbina eólica aguas abajo, mientras que, al menos inicialmente, no proporcionar soporte de frecuencia dinámica por al menos una primera turbina eólica aguas arriba de dicha turbina eólica aguas abajo.
18. El método de la reivindicación anterior, que comprende además:
- 30 en caso de un evento de frecuencia, proporcionar soporte de frecuencia dinámica por al menos una turbina eólica aguas abajo, mientras que, al menos inicialmente, no proporcionar soporte de frecuencia dinámica por ninguna de las turbinas eólicas aguas arriba de dicha turbina eólica aguas abajo.
19. El método de una de las reivindicaciones anteriores, que comprende además:
- establecer un primer objetivo de inercia de WT individual de una turbina eólica aguas arriba en un valor absoluto o relativo mayor que un segundo objetivo de inercia de WT individual de una turbina eólica aguas abajo.
- 35 20. El método de la reivindicación anterior, que comprende además:
- establecer un primer objetivo de inercia de WT individual de una turbina eólica aguas arriba en un valor absoluto o relativo mayor que el segundo objetivo de inercia de WT individual de cualquier turbina eólica aguas abajo en el campo eólico.
- 40 21. Un controlador de parque eólico WF para un WF con una pluralidad de generadores de turbina eólica WT conectadas eléctricamente a una red eléctrica que tiene una frecuencia de red nominal, adaptada para determinar valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* para las WT del WF, sobre la base de un objetivo de inercia de WF para estabilizar una frecuencia de red y considerar efectos de estela entre las WT, y dependiendo del pronóstico de viento, dicho pronóstico de viento comprende un pronóstico de viento local que tiene en cuenta los valores de
- 45 entrada de control de turbina de la al menos una turbina eólica aguas arriba, que incluye, en particular, uno o más de un ángulo de paso, ángulo de guiñada, dirección de la góndola, ajustes de la pala de rotor, velocidad de rotación de la turbina, par de generador y puntos de consigna para potencia activa (P) o potencia reactiva (Q), y/o valores reales u observados correspondientes; y adaptado para transmitir los valores óptimos de entrada de control de turbina u_j^* a los controladores de WT para operar las WT en consecuencia.

Fig. 1

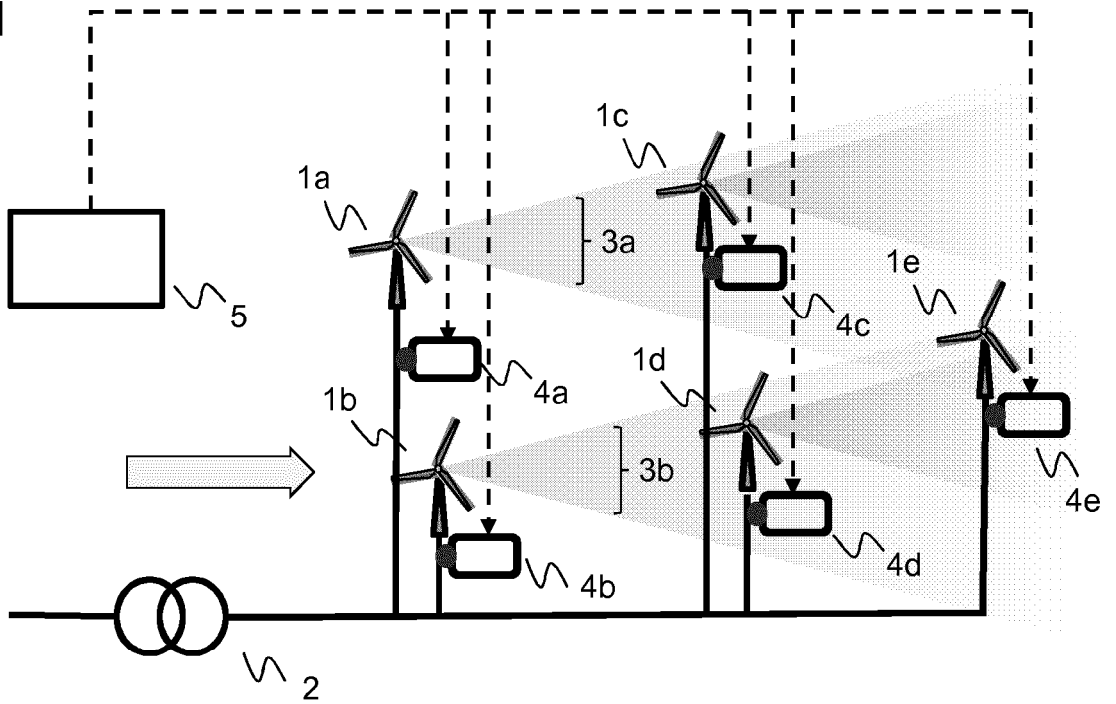


Fig. 2

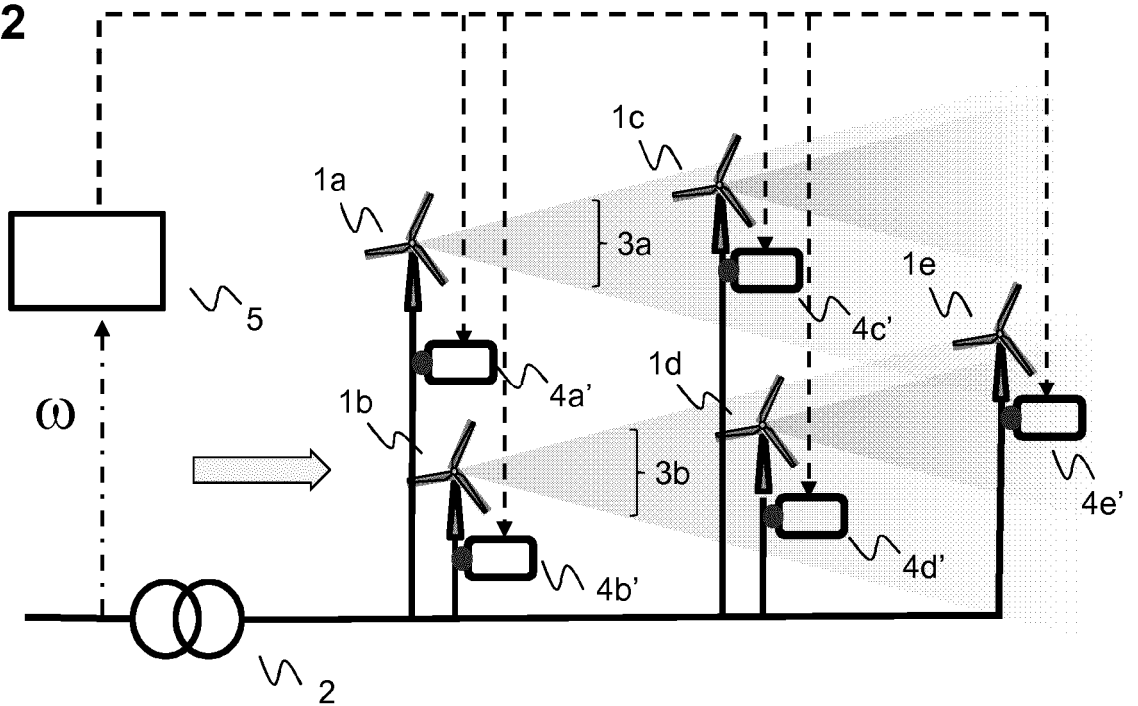


Fig. 3

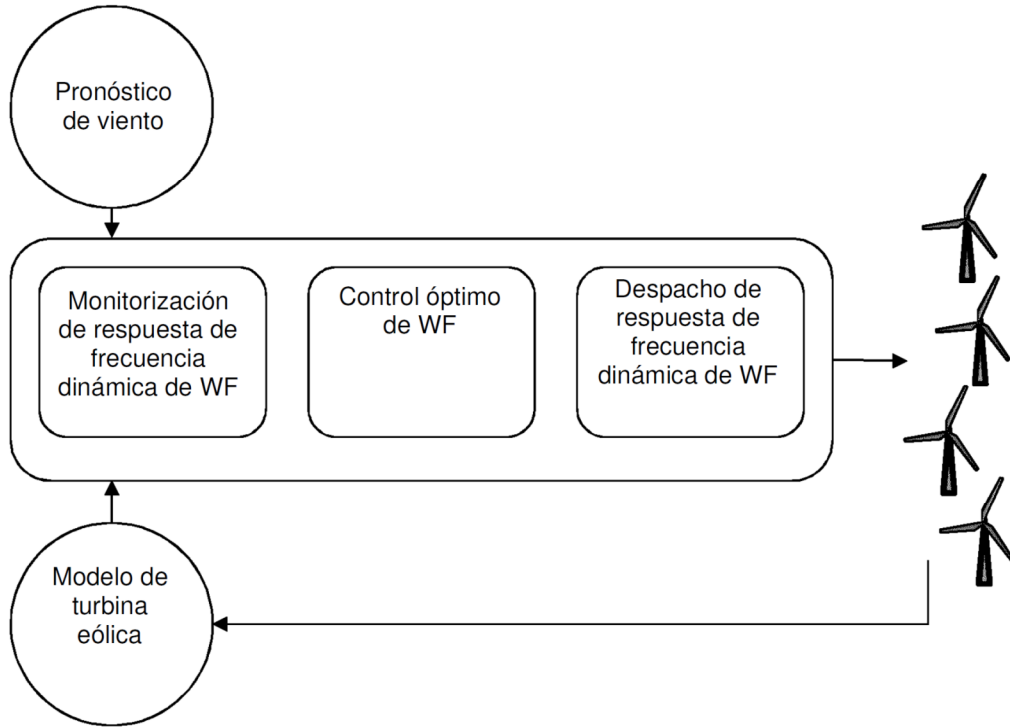


Fig. 4

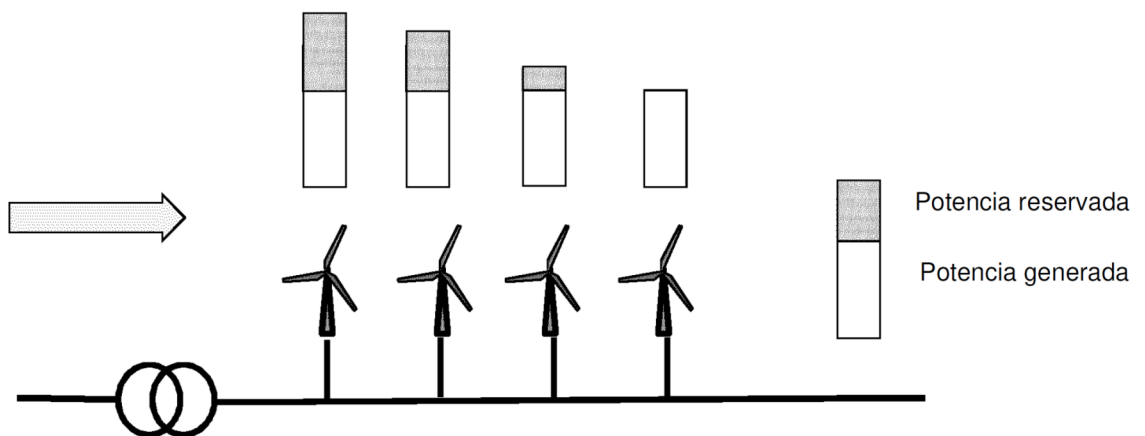


Fig. 5

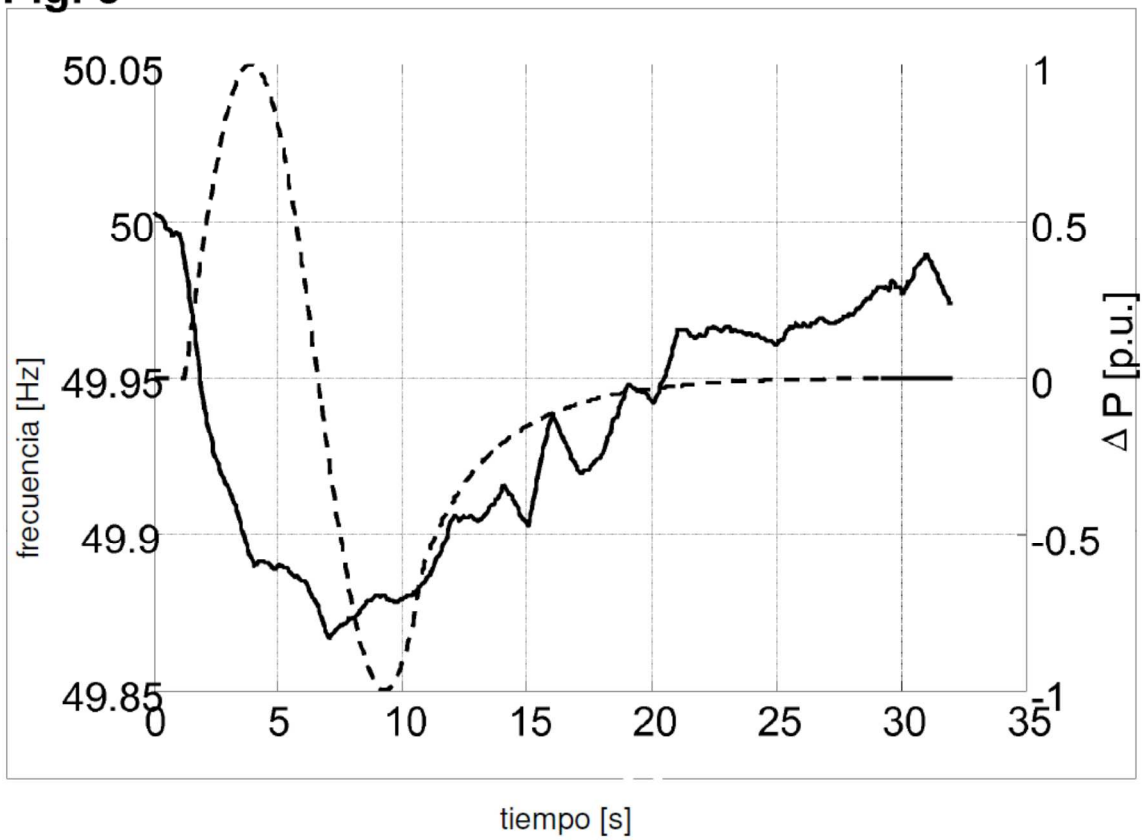


Fig. 6

