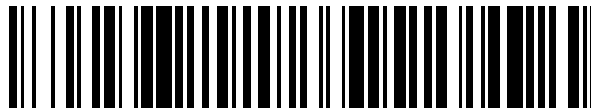


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 426 400**

51 Int. Cl.:

F03D 7/00 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.05.2010 E 10164498 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.08.2013 EP 2381094**

54 Título: **Red energética y control de la misma**

30 Prioridad:

20.04.2010 US 325984 P

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

23.10.2013

73 Titular/es:

**ABB RESEARCH LTD. (100.0%)
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH**

72 Inventor/es:

**FRANKE, CARSTEN;
TIMBUS, ADRIAN;
LARSSON, MATS y
BRANDWAJN, VLADIMIR**

74 Agente/Representante:

UNGRÍA LÓPEZ, Javier

ES 2 426 400 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

Red energética y control de la misma

5 La presente invención se refiere a una red energética y a un método de control asociado, en particular, la invención se refiere a una red energética que incluye una planta de generación de fuente energética intermitente tal como una planta de generación de energía eólica.

10 Las redes energéticas se han basado tradicionalmente en las redes eléctricas, que en su mayor parte han sido suministradas con energía de combustibles fósiles y energía nuclear. Tales fuentes energéticas tradicionales se adaptan cómodamente a la necesidad de suministro de energía responsable y, por lo tanto, los sistemas de generación de energía se han dirigido razonablemente tanto al análisis como al control. En tales redes energéticas, es común utilizar el análisis de contingencias para facilitar la gestión del sistema. El análisis de contingencias se suele utilizar para analizar el impacto de las condiciones de perturbación hipotéticas en la matriz energética de la red
15 energética. El objetivo de dicho análisis de contingencias es aumentar la precaución situacional del operario y esto se logra analizando un gran conjunto de contingencias creíbles (N) y, a partir de este análisis, identificando en tiempo real una serie de contingencias críticas (n) que podrían crear inestabilidad o sobrecarga en la matriz energética.

20 Dowreng A. *et al* en "Sistema de Gestión de Energía Descentralizado con la comprensión de recursos de fuentes energéticas renovables fluctuados" (Conferencia Internacional de Energía Eléctrica Limpia, 2009, IEEE, Piscataway, NJ, EE.UU., 9 de junio de 2009, páginas 316-319, ISBN: 978-1-4244-2543-3) señala que, en virtud de la integración de recursos energéticos renovables, muchos todavía entienden sólo los procedimientos de prueba para conectar las nuevas plantas eléctricas a la red pública. Esto conduce a los sistemas de gestión que tienen como objetivo
25 observar la condición de la matriz energética y térmica que hace que, en situaciones determinadas, las plantas de energía renovables se desactiven. Otro gran problema es la fluctuación natural del convertidor de energía renovable directo tal como como el aerogenerador fotovoltaica y eólica Este documento muestra un sistema de gestión de energía descentralizada que comprende ocho componentes funcionales: pronosis (viento, carga), disposición, predicción de carga nodal, planificación programación, simulación de sistemas de potencia, evaluación de la simulación, modelo de plantas eléctricas descentralizadas y controlador en línea. Se proporcionan instrucciones de la planificación fuera de línea y del sistema en línea.

35 En un análisis comparativo, en el contexto de la invención, este documento divulga un método para controlar una red energética que incluye al menos una planta de generación de fuente energética intermitente, comprendiendo el método: almacenar información sobre el estado de la planta de generación de fuente energética intermitente predeterminada; recibir información de la generación de potencia de la fuente energética intermitente; determinar los posibles efectos de la planta de generación de fuente energética intermitente, desde tal estado e información de generación; determinar los efectos creíbles de tales posibles efectos; y controlar de la red energética en dependencia de dichos efectos creíbles.

40 Un método de este tipo para controlar una red energética que comprende recursos energéticos renovables fluctuados y utiliza los datos de generación y consumo previos (información almacenada), recibe información acerca de la generación renovable, y determina los efectos que esta generación renovable tiene en las programaciones. Las programaciones se evalúan por el despachador y los "eventos especiales", segundo párrafo, se compensan. El
45 método hace uso de un modelo, un "módulo de predicción de carga nodal". El método considera también la generación de potencia medida o pronosticada o los datos meteorológicos.

50 El papel desempeñado y la experiencia adquirida a través del uso de un simulador de un sistema de energía renovable, tanto en los modos de conexión a red como independiente es presentado por Mitchell K *et al.* en "Simulación y optimización de sistemas de energía renovable" (Revista Internacional de Energía Eléctrica y Sistemas de Energía, Jordan Hill, Oxford, GB, vol 27, nº 3, 1 de marzo de 2005, páginas 177-188, ISSN: 0142-0615). En este documento se modela un sistema que contiene una planta eólica, solar, de almacenamiento energético e independiente. El simulador calcula los flujos de energía sobre una base horaria, utilizando la carga real diaria típica, el viento y distribuciones solares en el área oeste de Sydney. En el modo independiente, el modelo muestra la
55 relación entre la mejora de la disponibilidad del sistema y la clasificación de los componentes y el sistema de almacenamiento. También muestra un rápido efecto de la 'ley de rendimientos decrecientes', por lo que el objetivo de la independencia energética completa sería, aunque teóricamente alcanzable, prohibitivamente costosa en la práctica sin algún tipo de planta auxiliar. El modelo se utiliza también para demostrar los beneficios potenciales de la utilización de procedimientos de predicción, en base a promedios estacionales de la energía eólica, solar y de la carga, para optimizar la programación de la planta auxiliar o en el caso de conexión a la red, la red y la interacción.

60 La integración de fuentes energéticas renovables en la matriz energética se ha convertido en un reto importante para la utilización y control de sistemas de energía eléctrica, debido al comportamiento fluctuante e intermitente de la generación principalmente eólica y fotovoltaica (PV). Para integrar estos, son necesarias grandes cantidades de fuentes energéticas renovables fluctuantes (intermitentes) en los sistemas de predicción precisa de redes. A pesar que la predicción se utiliza principalmente para el equilibrio, otras cuestiones como el pronóstico de la congestión,

las pérdidas de la red, y la posible necesidad de una potencia de reserva están creciendo cada vez más en el interés de los operarios del sistema de transmisión. Todos estos aspectos son descritos por Ernst B. *et al* en "La energía eólica y herramientas de predicción fotovoltaicas para el equilibrio y funcionamiento de la red" (integración de los recursos renovables a gran escala en el suministro de potencia).

5 System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, IEEE, Piscataway, NJ, EE.UU., 29 de julio de 2009, páginas 1-9, ISBN: 978-1-4244-4860-9). Los sistemas modernos de energía eólica y predicción PV suelen utilizar modelos de predicción del tiempo numéricos como entrada. Un paso importante para mejorar la precisión de los pronósticos de la predicción es la combinación de diversos modelos climáticos con el fin de explotar el hecho de que los modelos
10 tienen fortalezas y debilidades en diferentes situaciones. En base a estos pronósticos individuales se produce una predicción de potencia combinada que tiene en cuenta el comportamiento característico de los diferentes pronósticos y recursos renovables. Aunque el uso principal es el equilibrio, otras cuestiones como el pronóstico de la congestión, las pérdidas de la red, y la posible necesidad de energía de reserva son de creciente interés.

15 Un ejemplo de un módulo de análisis de contingencias típico 2 dentro de un sistema de proceso 1, que forma parte de una red energética tradicional (no mostrada), se muestra en la Figura 1. El Sistema de control de supervisión y adquisición de datos 10 recoge las mediciones e indicaciones de estado de la matriz energética (no mostradas) y las transmite al estimador de estado y topología 12. El Estimador 12 analiza las mediciones y las indicaciones recogidas y calcula un modelo matemático que representa el estado real de la matriz energética en tiempo real. El modelo y el
20 estado se transmiten desde el estimador de 12 a un motor de análisis de contingencias 14 que es un componente del módulo de análisis de contingencias 2. Una lista 15 que comprende un gran número (N) de contingencias creíbles se transmite también al motor de análisis 14. Utilizando los datos recibidos desde el estimador 12 y la lista 15, el motor 14 calcula un índice de severidad en base al estado actual de la red que ha sido modificado a través de la aplicación de cada una de las N contingencias creíbles, una por una. Estos cálculos se transmiten al módulo de
25 selección y clasificación 18 donde se clasifican de acuerdo con el índice de severidad. A partir de los cálculos clasificados, aquellos que tienen la clasificación más severa son cotejados se cotejan para formar un pequeño subconjunto (n) de contingencias, este subconjunto se transmite fuera del módulo de análisis de contingencias formando la peor salida de contingencias 20. Estos se presentan a menudo a un operario en una interfaz gráfica de usuario (IGU) (no mostrada).

30 Típicamente, el subconjunto n de las peores contingencias está el orden de las decenas y la lista completa de contingencias críticas N tiene miles, o decenas de miles de miembros. Para que el proceso de análisis de contingencias se pueda completar en un plazo razonable, es típico que sólo contingencias individuales y algunas combinaciones de dos contingencias se estudien.

35 En los sistemas de generación de energía tradicionales, los tipos de contingencias que se incluyen en N son los cortes de componentes individuales, tales como líneas eléctricas, generadores u otras piezas de equipo. Comúnmente, los fallos, tales como fallos de la barra colectora también se pueden modelar; lo que implica la desactivación de la barra colectora con fallos acompañada por la desconexión de todas las líneas y unidades de
40 generación conectadas a la respectiva barra colectora. Si bien el modelado de una contingencia de este tipo se relaciona con múltiples componentes, sigue siendo el modelado de un efecto local de origen en la subestación donde se encuentra la barra colectora que presenta fallos.

45 La integración de fuentes energéticas naturales, intermitentes, tales como la energía eólica, solar, mareomotriz o de olas, en las redes eléctricas de las redes energéticas presenta un nuevo reto en la gestión y control de las redes energéticas. El reto principal se debe a la intermitencia de su producción de energía que depende de los fenómenos meteorológicos, como la velocidad del viento, radiación solar, etc. Esta intermitencia significa que la potencia generada a partir de fuentes energéticas renovables es relativamente poco fiable en comparación con las fuentes energéticas tradicionales tales como combustibles fósiles, desde los que la generación de energía se puede
50 transmitir activamente y con precisión.

Ejemplos de escenarios que pueden surgir con la potencia generada por viento que son relevantes para el análisis de contingencias incluyen vientos muy fuertes que se producen en una gran área geográfica, un debilitamiento repentino del viento en una gran área y aumento repentino del viento en una gran área.

55 Cuando surgen vientos muy fuertes, los aerogeneradores afectados tienen incorporado un mecanismo de autoprotección que los desconecta de la matriz energética para evitar que sufran daños. Si se producen vientos muy fuertes en una gran área geográfica, durante un período sostenido de decenas de minutos, esta desconexión en masa de aerogeneradores podría resultar en que la producción de energía desde el sistema de generación de
60 energía caiga sustancialmente y sea incapaz de cumplir con la demanda energética.

Un cambio en el frente del tiempo sobre un área geográfica puede estar acompañado por un viento repentinamente debilitado, lo que daría lugar a una caída repentina en la generación de energía lo que significa que la producción del sistema de generación de energía tal vez no sea suficiente para satisfacer la demanda del usuario.

65

Un aumento repentino del viento en una gran área podría también dar lugar a un rápido aumento de la energía eólica que se genera, lo que a su vez puede sobrecargar las líneas de transmisión en el entorno de la unidad de generación de energía eólica. Dentro de algunos minutos, esto dará como resultado la desconexión de la línea y si no hay otra trayectoria de transferencia que pueda transportar la energía producida por la generación de energía eólica, esto dará como resultado una pérdida indirecta de la generación de energía eólica. Si hay otras trayectorias, la energía será transportada en estas otras trayectorias que similarmente correrán el riesgo de sobrecarga y desconexión. En tales escenarios, no es raro que las desconexiones de líneas en cascada se propaguen en un apagón de gran magnitud.

Una desconexión repentina de parques eólicos en el área de velocidades de viento muy bajas es otra cuestión que puede surgir. Esto ocurre a velocidades de viento muy bajas, el parque eólico crea mayores pérdidas debido a la potencia reactiva que fluye. Por lo tanto, este efecto es a menudo indeseado. Una incidencia de este tipo provoca la pérdida de la capacidad de generación de potencia reactiva que muchos parques eólicos pueden suministrar incluso si no hay viento está disponible. Sin embargo, en algunos casos, los aerogeneradores se dejan en línea, durante los períodos de baja velocidad del viento, con el fin de proporcionar potencia reactiva.

Tales caídas repentinas en la producción del sistema de generación de energía podrían razonablemente dar como resultado cortes eléctricos. Incluso si se evitan los cortes eléctricos, podría ser el caso de que los usuarios tendrían que desconectarse de forma giratoria. Cada una de estas situaciones da como resultado lugar molestias a los usuarios y la pérdida potencial de ingresos para los operarios de redes energéticas.

Adicionalmente, la generación de energía eólica se proporciona a menudo por parques eólicos, o unidades, situadas en diferentes lugares de la matriz energética. Estos parques eólicos estarán probablemente sometidos a los mismos factores climáticos, posiblemente con algunos retrasos, por lo que se ven afectados por las perturbaciones en una forma coherente. Por ejemplo, si un frente de tormenta pasa primero a través de un parque eólico que se desconecta, es muy probable que la misma tormenta se mueva a otras áreas causando un efecto similar allí. Dicha generación de energía eólica puede producir un aumento repentino de la producción en el caso de ráfagas de viento moderadas, disminución repentina de la producción en el caso de reducción repentina del viento o la desconexión y pérdida total de la producción debido a la desconexión de parques eólicos en el caso de velocidades del viento muy elevadas.

Por lo tanto, los cortes o perturbaciones de los componentes de generación de energía eólica de un sistema de generación de energía ya no están correlacionados, lo que es una suposición que forma la base del enfoque clásico para el análisis de contingencias. Debido a esto, la forma habitual de tratar un generador como una unidad individual en el análisis de contingencias dará como resultado la clasificación excesivamente optimista de los componentes de generación de energía eólica.

Por lo tanto, para asegurar que un sistema de generación de energía se puede controlar con eficacia, es importante que el análisis de contingencias refleje las inconsistencias coherentes de entrada de potencia a partir de fuentes de generación de energía tales como aerogeneradores.

Para el análisis de contingencias, un horizonte de proyección de hasta un par de horas es de interés. Las herramientas de pronóstico actuales pueden proporcionar una evaluación relativamente precisa y el pronóstico de la producción de potencia a partir de un componente de generación de energía eólica para un horizonte de proyección de este tipo. Una de tales herramientas de pronóstico utiliza un procedimiento de dos etapas, donde un servicio de predicción climatológica numérica se utiliza por primera vez para obtener pronósticos del viento. Modelos de aerogeneradores y parques eólicos, e información acerca de sus características físicas, se combinan después con los pronósticos del viento y se utilizan para crear pronósticos de generación de potencia correspondientes asociados con intervalos de confianza y/o estimaciones de distribución estadística de la producción de una función del pronóstico de tiempo. Imprecisiones típicas del pronóstico en el porcentaje de la potencia nominal son del 3-5% para grandes grupos de aerogeneradores y de hasta un 10% para aerogeneradores individuales. El pronóstico de la energía eólica por lo general sólo proporciona la generación de potencia predicha por el componente de generación de energía eólica especificado en términos de la potencia de salida esperada y los intervalos de confianza superior e inferior. Esto es suficiente para la planificación de la generación de energía eólica y se puede utilizar también para el análisis de contingencias.

Sin embargo, dado que los módulos de análisis de contingencias existentes sólo pueden procesar cortes no correlacionados de componentes individuales en una matriz energética, perturbaciones tales como las detalladas anteriormente no se pueden representar. Por lo tanto, las redes energéticas que tienen una entrada desde una fuente energética intermitente no se pueden controlar de manera óptima.

Un objeto de la presente invención es obviar o mitigar al menos uno de los problemas antes mencionados.

La invención se define por un método de análisis de contingencias con las etapas de la reivindicación independiente 1. Las características alternativas se describen en las reivindicaciones dependientes.

Un método de este tipo para controlar una red energética permite el uso eficaz de la generación de potencia de la fuente energética intermitente y puede facilitar la provisión de análisis de contingencias eficaz.

5 Se entenderá que la expresión red energética incluye los sistemas de generación de energía, transmisión de energía y distribución de energía transporte.

Preferentemente, la información de estado de la planta de generación se determina a partir de las características de generación de energía para la planta de generación.

10 La información de generación de potencia de la fuente energética intermitente puede ser la información pronosticada, la información medida o una combinación de las mismas.

15 Mediante el uso de las características de generación de potencia de la planta de generación de fuente energética intermitente, incluidas las mediciones, pronósticos o una combinación de los mismos, una representación más precisa de la información del estado de la planta de generación se puede proporcionar.

20 El uso de la información geográfica o información de pronóstico puede proporcionar un análisis de contingencias más preciso que refleje los problemas que surgen como consecuencia de la situación geográfica o cuestiones pronosticadas compartidas.

Se considera que la expresión "fuente energética intermitente" significa a cualquier fuente energética renovable natural, incluyendo pero sin limitarse a, el viento, las olas o energía solar, que debido a caprichos de la naturaleza no son consistentes en la potencia que proporcionan.

25 Estos y otros aspectos de la invención se harán evidentes a partir de las siguientes descripciones cuando se toman en combinación con los dibujos adjuntos en los que:

30 La Figura 1 muestra un módulo de análisis de contingencias conocido de un sistema tradicional de transmisión de energía;

La Figura 2 muestra una matriz energética, que incluye plantas de generación de energía eólica, de una red energética en la que puede funcionar la presente invención;

35 La Figura 3 muestra un sistema de procesamiento de una red energética de acuerdo con una primera realización de la presente invención; y

La Figura 4 muestra una representación gráfica de una curva de potencia real y linealmente aproximada de una planta de generación de energía eólica de una red energética en la que puede funcionar la presente invención.

40 Con referencia a la Figura 2 se muestra una matriz energética 21 de una red energética, en este caso un sistema de generación de energía, que incluye plantas de generación de fuente energética intermitente, en este caso parques eólicos 22, 24, 26 28 y 30. Como se puede observar, cada uno de estos parques eólicos está separado geográficamente y aunque no están representados proporcionalmente, cada parque eólico tiene un tamaño diferente con respecto a cada uno de los otros parques eólicos.

45 Con referencia a la Figura 3, se muestra un módulo de análisis de contingencias 32 de la fuente energética intermitente como parte de un sistema de proceso 31 para su uso con la matriz energética 21 de la Figura 2. El sistema de proceso 31 comprende un sistema de control de supervisión y adquisición de datos 42 que recoge las mediciones e indicaciones de estado de la matriz energética 21. En este caso, la información recogida es la medición de la producción de potencia de cada uno de los parques 22 - 30 y la velocidad del viento en cada uno de los parques 22 - 30. Esta información se transmite 62a después al estimador de estado y topología 46, un pequeño subconjunto de la información que fluye hacia el estimador de estado 46 se transmite 62b también a la definición de contingencias 50 de la potencia eólica, el pequeño subconjunto de la información corresponde a las mediciones relacionadas con las plantas de energía eólica. El estimador 46 analiza las mediciones y las indicaciones recogidas y calcula un modelo matemático que representa el estado real de la red energética en tiempo real. El modelo y el estado se transmiten 64a desde el estimador 46 a un motor de análisis de contingencias 48 que es un componente del módulo de análisis de contingencias 32. El modelo y el estado se transmiten 64b también a la definición de contingencias 50 de la potencia eólica. Esta transmisión 64b no es obligatoria y si suficientes mediciones están disponibles en el sistema de control de Supervisión y adquisición de datos 42 entonces, la transmisión 64b no es necesaria. Sin embargo, la transmisión 64b es beneficiosa en todos los casos dado que la información proporcionada por el estimador de estado 46 puede tener una precisión mayor que sólo las mediciones proporcionadas por el sistema de control y adquisición de datos 42. La definición de contingencias 50 de la potencia eólica proporciona también una transmisión 66 desde el módulo de pronóstico de generación de la potencia eólica 52. El módulo de pronóstico de generación de la potencia eólica 52 proporciona típicamente los valores esperados de producción y el intervalo de confianza asociado. Además, la definición de contingencias 50 de la potencia eólica proporciona también una transmisión 68 desde el módulo de pronóstico del viento 54. El módulo de pronóstico del

- viento 54 proporciona normalmente predicciones de la velocidad media del viento esperada para un horizonte de proyección de unas pocas horas. La Definición de contingencias 50 de la potencia eólica está dotada además de información geográfica sobre la ubicación de los parques eólicos 22-30 en la matriz energética 21. Esta información geográfica proviene de los datos de configuración pre-programados en el módulo de definición de contingencias 50
- 5 de la potencia eólica cuando se pone en servicio para la red energética específica con la que se utiliza. La Definición de contingencias 50 de la potencia eólica utiliza la información recibida para generar escenarios de contingencias de la potencia eólica, que representan el efecto de grandes variaciones del viento. Estos escenarios de contingencias de la potencia eólica se transmiten 70 para ser incorporados dentro de la lista 56 de un gran número (N) de contingencias creíbles. La lista 56 se transmite 72 al motor de análisis 48. Utilizando los datos recibidos del
- 10 estimador 46 y de la lista 56, el motor 48 calcula un índice de severidad en base al estado actual de la red para cada una de las N contingencias creíbles. Estos cálculos se transmiten 74 al módulo de selección y clasificación 58 donde se clasifican de acuerdo con el índice de severidad. De los cálculos clasificados, aquellos que tienen la clasificación más severa son cotejados para formar un pequeño subconjunto (n) de las contingencias, este subconjunto se transmite 76 del módulo de análisis de contingencias formando la peor salida de contingencias 60.
- 15 Con referencia adicional a la definición de contingencias 50 de la potencia eólica, los datos transmitidos 66 suministrados desde el módulo de pronóstico de generación de la potencia eólica 52 y los datos 58 transmitidos desde el módulo de pronóstico del viento 54 proporcionan datos 70, lo que significa que las contingencias creíbles 56 se pueden filtrar en base a información de la curva de la potencia eólica relevante tal como la que se muestra en la Figura 4.
- 20 El gráfico de la curva de potencia de la Figura 4 es para un aerogenerador, que en este caso podría ser cualquier aerogenerador dado en un parque eólico 22. La curva de potencia 82 real se puede observar como una línea curvilínea continua. Esta curva de potencia 82 real se aproxima linealmente como se muestra por la línea discontinua 84. La aproximación lineal 84 de la curva de potencia se parametriza por los cinco puntos mencionados en la Figura 4 como 85a, 85b, 85c, 85d y 85e que se utilizan por el modelo de análisis de contingencias 32. Por tanto, la aproximación lineal 84 de la curva de potencia se divide en cuatro componentes 84a, 84b, 84c y 84d que interconectan los puntos de parametrización 85a-e.
- 25 Los cuatro componentes 84a-d de la aproximación lineal 84 de la curva de potencia se correlacionan con cuatro modos diferentes de funcionamiento.
- 30 El componente 84a define un primer modo de funcionamiento que se produce cuando la velocidad del viento está por debajo de la velocidad de conexión. La velocidad de conexión es la velocidad a la que el aerogenerador se conecta a la red. Antes de llegar a la velocidad de conexión, el aerogenerador está girando. Sin embargo, la velocidad de conexión se elige en un punto donde el aerogenerador actuará como un generador. La velocidad de conexión para aerogeneradores de generación de potencia es típicamente 3-5 m/s. Durante condiciones de viento de menos de 3 - 5 m/s el aerogenerador no produce ninguna potencia activa y, en su lugar, actúa como un motor y por lo tanto consume energía.
- 35 El componente 84b define un segundo modo de funcionamiento que se produce cuando la velocidad del viento está entre la velocidad de conexión, típicamente 3 -5 m/s, y la velocidad del viento mínima a la que el aerogenerador produce la potencia activa nominal, típicamente 11 – 13 m/s. En este segundo modo de funcionamiento 84b, el aerogenerador produce potencia activa que varía directamente con la velocidad del viento.
- 40 El componente 84c define un tercer modo de funcionamiento que se produce cuando las velocidades del viento están en un nivel para que el aerogenerador produzca consistentemente potencia activa nominal, tales velocidades del viento son típicamente entre 13 m/s y 24 m/s.
- 45 El componente 84d define un cuarto modo de funcionamiento que se produce cuando las velocidades del viento están por encima de la velocidad de conexión del aerogenerador. Durante tal condición de velocidad de viento, los aerogeneradores se desconectan por sí mismos de la red, para evitar daños en los aerogeneradores, lo que resulta en una pérdida de potencia activa y reactiva que se suministra a la red.
- 50 Se entiende que a partir de lo anterior, solo es probable que un aerogenerador se desconecte debido a los rápidos cambios del viento si está funcionando en el segundo modo de funcionamiento 84b o en el cuarto modo de funcionamiento 84d. Por otra parte, un aerogenerador solamente producirá potencia a una tasa altamente variable si está funcionando en el segundo modo de funcionamiento 84b.
- 55 Contingencias para los modos de funcionamiento anteriores se generan en tiempo real por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica en base a las mediciones de la velocidad del viento transmitidas 62b del SCADA 42, aquellas transmitidas 64b por el estimador de estado 46, las transmitidas 66 por el módulo de pronóstico de la potencia eólica 52 y las transmitidas 68 por el módulo de pronóstico de la velocidad del viento 54, todas ellas se introducen en paralelo, en base a lo expuesto en la Tabla 1. Sin embargo, se pueden generar contingencias útiles
- 60 por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica en base a los datos recibidos desde las entradas del módulo de pronóstico de la potencia eólica 52 y el módulo de pronóstico de la velocidad del viento 54 más al menos
- 65

una entrada de cualquiera de SCADA 42 o del estimador de estado 46.

La Tabla 1 resume el principio de filtración de las contingencias del viento transportadas por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica en base a las condiciones de funcionamiento de un aerogenerador.

5

Modo de funcionamiento	Activar contingencia de aumento de producción	Activar contingencia de disminución de producción	Activar contingencia de corte de unidad de viento
1 (84a)	no	no	sí
2 (84b)	sí	sí	no
3 (84c)	no	no	no
4 (84d)	no	no	sí

10 La aplicabilidad de estas contingencias se comprenderán más plenamente en el contexto de cómo cada modo de funcionamiento impacta sobre el rendimiento del aerogenerador. Por ejemplo, cuando el aerogenerador está funcionando en el primer modo 84a, no es inusual que el aerogenerador se desconecte de la red. Para un parque eólico, tal como el parque eólico 22 en la Figura 2 que comprende un número de aerogeneradores, la desconexión da como resultado la pérdida de generación de potencia reactiva y, por tanto, para cada aerogenerador, la pérdida de la capacidad de control de tensión, ya que cada aerogenerador experimenta condiciones de viento muy similares. La variabilidad de la producción de potencia activa es baja para los aerogeneradores en el primer modo 84a, pero existe el riesgo desconexión de aerogeneradores en línea que provoca la pérdida de la capacidad de generación de potencia reactiva. Es importante que en el proceso de análisis de contingencias se tengan en cuenta estas posibilidades, ya que puede ser necesario que para que se introduzca en posición una contingencia corte de un aerogenerador se deba predecir como probable que se produzca un primer estado del modo de funcionamiento 84a.

15 Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, en algunos casos la conexión a la matriz energética se mantiene para los aerogeneradores en el primer estado del modo de funcionamiento para reducir el riesgo de perder la capacidad de producción de potencia reactiva en este primer modo de funcionamiento. Para los aerogeneradores configurados de esta manera, esta es otra de las características de funcionamiento que se deben tener en cuenta en el proceso de análisis de contingencias en el sistema 31.

20 Aunque en el segundo modo de funcionamiento 84b, existe poco riesgo de que el aerogenerador se desconecte debido a variaciones del viento, ya que es poco probable que la velocidad de vientos caiga a un nivel lo suficientemente bajo para que la desconexión se active. En este segundo modo de funcionamiento, dado que la potencia variará sustancialmente a medida que varía la potencia eólica a la que está expuesta el aerogenerador, la definición de contingencias 50 de la potencia eólica del módulo de análisis de contingencias 32 deberá modelar la cantidad de variación de la potencia eólica. En estas circunstancias, puede ser necesario que tanto una "activación de contingencia de aumento de producción" como una "activación de contingencia de disminución de producción" se generen si un segundo estado del modo de funcionamiento se prevé como probable y estas dos se añadirán a los datos 70 transmitidos a la lista 56.

25 Mientras un aerogenerador está en este tercer modo de funcionamiento 84c, el proceso de filtración del análisis de contingencias en la definición de contingencias 50 de la potencia eólica no necesita tener en cuenta el efecto de la velocidad del viento. Por lo tanto, la salida 70 de la definición de contingencias 50 de la potencia eólica no contendrá contingencias críticas que reflejen la variación de la potencia eólica probable en el tercer modo de funcionamiento. Esto se debe a la que mientras funciona en el tercer modo 84c, el aerogenerador no supone ningún peligro potencial para la red eléctrica dado que la potencia producida por los aerogeneradores es sustancialmente constante durante una gran variedad de velocidades del viento comprendidas dentro del intervalo esperado durante el tercer modo de funcionamiento 84c. El tercer modo de funcionamiento 84c es el modo de funcionamiento óptimo para el aerogenerador y mientras funciona en este modo, la salida de potencia del aerogenerador es constante e independiente de la velocidad del viento dentro del intervalo dado para este modo de funcionamiento.

30 Sin embargo, en el cuarto modo de funcionamiento 84d, la pérdida potencial de potencia activa y reactiva, debido a la desconexión del aerogenerador, significa que este es un escenario importante para su incorporación en el proceso de análisis de contingencias en el módulo de contingencias 50 de la potencia eólica. Por lo tanto, se debe introducir en posición una contingencia de corte del aerogenerador, si se prevé que un cuarto estado del modo de funcionamiento 84d ocurrirá probable.

35 En los escenarios de los modos de funcionamiento anteriores, las contingencias de corte de unidad de viento consideradas se refieren únicamente a los cortes eléctricos causados por los cambios en el viento. Si el aerogenerador se ha añadido a la lista de contingencias de trabajo 56, como un corte de generador regular, todavía se simulará como un corte, sin importar la configuración de la tabla anterior, en línea con las prácticas tradicionales del análisis de contingencias con el parque eólico considerándose como un generador "normal". Esta contingencia se incluye si se da el caso de que el sistema de energía entraría en un estado crítico si el parque eólico falla, dado que tiene sentido simular el corte del parque eólico, independientemente de las velocidades del viento u otros parámetros. Sin embargo, en el caso donde el corte general y relacionado con el viento se ha seleccionado de la lista de contingencias de trabajo 56, el módulo de análisis de contingencias 32 ejecuta solamente la simulación de

un corte de toda la unidad una vez.

Este método de análisis de contingencias se puede poner en contexto con referencia a la matriz energética 21 de la Figura 2. Los parques eólicos 22 - 30 están funcionando en los modos de funcionamiento que se muestran en la Tabla 2 a continuación:

Parque Eólico	Región de funcionamiento	Activar contingencia de aumento de producción	Activar contingencia de disminución de producción	Activar contingencia de corte de la unidad de viento	Efectos en
22	1 (84a)	No	No	Sí	Potencia reactiva
24	2 (84b)	Sí	Sí	No	Potencia activa y reactiva
26	3 (84c)	No	No	No	-
28	4 (84d)	No	No	Sí	Potencia activa y reactiva
30	2 (84b)	Sí	Sí	No	Potencia activa y reactiva

La información de contingencias generada en relación con cada uno de los modos de funcionamiento 84a - d se establece también en la Tabla 2, junto con el impacto que tales contingencias generadas tendrá en la producción de potencia.

Como se puede observar en la Tabla 2, las contingencias definidas proporcionan una indicación precisa de los posibles problemas que podrían surgir en cada uno de los parques eólicos 22 a 30 como resultado del clima previsto. En particular, en este caso, el proceso de filtración del análisis de contingencias en la definición de contingencias 50 de la potencia eólica determina el efecto de una pérdida de potencia reactiva para el parque eólico 22, el efecto de una pérdida de potencia activa y reactiva para el parque eólico 28, y las variaciones de la potencia activa y reactiva para los parques eólicos 24 y 30. Ninguna contingencia se genera en base al pronóstico de la potencia eólica para la unidad de viento 28, ya que se prevé que esté en un estado del tercer modo de funcionamiento 84c. Cuando los datos de análisis de contingencias ilustrados en la Tabla 2 se consideran en comparación con los datos que normalmente serían generados por los sistemas de la técnica anterior, la riqueza del detalle en las contingencias generadas se entiende más claramente dado que los métodos de análisis de contingencias existentes sólo han analizado, en su conjunto, los cortes de todos los parques eólicos 22-30.

Mediante la incorporación de las condiciones de funcionamiento en tiempo real y/o pronosticadas de un parque eólico 22 en los datos transmitidos 64a en el motor de análisis 48 y los datos transmitidos 62b, 64b, 66, 68 en la definición de contingencias 50 de la potencia eólica, el motor de análisis 48 es más capaz de filtrar las contingencias no relevantes relacionadas con aerogeneradores de producción de potencia eólica. Esto conduce a una mayor calidad del análisis de contingencias realizado por el motor de análisis 48, ya que se puede observar claramente que sólo las contingencias relevantes 56 (por ejemplo, una pérdida potencial de la potencia reactiva en el caso de vientos muy suaves) se generan por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica y se transmiten 72, por tanto, al motor de análisis 48 para su análisis. A su vez, esto significa que el número total de las peores contingencias 60 generadas, con respecto al viento, para su aplicación en la matriz energética se puede reducir de manera significativa simulando solamente las contingencias que se proporcionan razonablemente dadas las condiciones actuales de funcionamiento que la planta está experimentando actualmente.

Este método selectivo para la generación de contingencias por el módulo de análisis de contingencias 32, mediante la introducción de datos 62, 64, 55 y 68 que detallan las características de funcionamiento de los parques eólicos, así como las mediciones del viento en tiempo real o pronosticadas, da como la generación refinada por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica de sólo aquellas contingencias creíbles 56 propensas a ocurrir físicamente de forma razonable. Esto da como resultado una reducción significativa del número de contingencias creíbles 56 que se generarán y, en consecuencia, una reducción de los requisitos computacionales para el análisis de contingencias por el motor de análisis 48. Esto es de especial importancia dadas las grandes diferencias que se pueden dar en el clima local con respecto a los diferentes parques eólicos, en mayor medida que en las unidades térmicas o hidroeléctricas, que a su vez da como resultado un mayor número de contingencias potenciales que se generan para los parques eólicos. En términos simples, el método detallado con respecto al sistema de procesos 31 anterior no simulará un análisis de contingencias para un aumento o disminución de la producción de potencia para un parque eólico dado si no hay viento en ese parque eólico particular.

En una segunda realización de un módulo de análisis de contingencias 32 de la fuente energética intermitente puede darse la situación de que ni mediciones del viento ni pronósticos del viento estén disponibles para un sitio donde se encuentra un parque eólico particular. Si este es el caso, la salida de potencia (medida o pronosticada) de esa unidad de viento puede ser utilizada para derivar las condiciones de funcionamiento de la planta ilustrada en la Figura 4. Como con la realización anterior, el proceso de filtración del análisis de contingencias se basa en los modos de funcionamiento 84a-d. Las mediciones de potencia o la potencia eólica pronosticada, en combinación con la configuración de funcionamiento conocida de los aerogeneradores se pueden utilizar para crear una estimación/suposición de la salida de potencia dependiendo de en cuál modo de funcionamiento están los aerogeneradores. Esta estimación se puede utilizar después para el proceso de filtración del análisis de contingencias en la definición de contingencias 50 de la potencia eólica descrito anteriormente.

Las contingencias poco realistas se pueden filtrar también de la misma manera que se ha detallado anteriormente. Un objetivo del proceso de análisis de contingencias, tal como se ha detallado anteriormente, es determinar la influencia de mayores variaciones del sistema con respecto a la estabilidad de una red de distribución de energía, tal como la matriz energética 21. Por lo tanto, es importante que grandes variaciones de la potencia activa (P) o de la potencia reactiva (Q) se consideren en la introducción de datos en el módulo de análisis de contingencias 32. Por otra parte, las grandes variaciones de P y Q representan una mayor cantidad de estrés funcional en la red, tal como en la matriz energética 21 de la Figura 2, cuando diversos eventos meteorológicos u operativos ocurren en la misma área geográfica, por ejemplo, cerca del parque eólico 24, al mismo tiempo, ya que es más probable que la red eléctrica 24a, de la matriz energética 21, cerca del parque eólico 24 se convierta en un cuello de botella en esta área geográfica. Este cuello de botella restringe otras operaciones de red habituales en la medida en que se reduce la flexibilidad dentro de la red, un ejemplo de esto sería que una mayor potencia no sería capaz de transportarse a través de las líneas afectadas.

La definición de contingencias 50 de la potencia eólica está provista de información geográfica sobre la ubicación de los parques eólicos 22-30 en la matriz energética 21. Esta información son datos de configuración pre-programados en el sistema 31 en la puesta en marcha de la matriz energética específica con la que se utiliza. Por lo tanto, cuando grandes variaciones de P y Q están ocurriendo como se ha detallado anteriormente, esta información geográfica es utilizada por la definición de contingencias 50 del viento para agrupar las contingencias potenciales y simular las mismas al mismo tiempo. La agrupación realizada por la definición de contingencias 50 del viento será en base a la proximidad geográfica obtenida de la información geográfica pre-programada en el sistema 31, y la simulación tendrá en cuenta la dirección del viento, por lo que los parques eólicos que esperan pronósticos similares se pueden agrupar juntos.

Las contingencias que tienen en cuenta la distribución geográfica de los parques eólicos, en este caso los parques 22-30 que suministran la matriz energética 21, se generan tomando en cuenta las combinaciones de las condiciones de funcionamiento cuando se aplican a una de las regiones geográficas en la que se encuentra uno de los parques 22 - 30. Se entenderá que todas las contingencias que se transmiten desde el módulo 32 son las contingencias de los peores casos con las contingencias del viento procesadas por la definición de contingencias 50 de la potencia eólica antes de transmitirse para formar parte de las contingencias creíbles 56 desde donde se transmiten para filtrar las contingencias más críticas en el módulo de selección y clasificación 58.

Ejemplos de tales combinaciones de las condiciones de funcionamiento son:

1. Si más de una unidad se encuentra en un segundo modo de funcionamiento 84b lo que da como resultado la variación de P y Q, se simula la variación hacia arriba/abajo, que puede observarse en la representación gráfica del modo de funcionamiento 84b, para todos los parques eólicos afectados por la definición de contingencias 50 del viento. Se entenderá que un movimiento hacia arriba representa un aumento de la potencia activa P y una disminución de la potencia reactiva Q, mientras que un movimiento hacia abajo representa una disminución en P y un aumento en Q.

2. Si más de una unidad se encuentra en un primer modo de funcionamiento 84a o cuarto modo de funcionamiento 84d, lo que puede dar como resultado una pérdida total de P y Q, se simula el corte o desconexión de todas las unidades a la vez.

3. Si al menos una unidad se encuentra en un primer modo de funcionamiento 84a y al menos una unidad se encuentra en un segundo modo de funcionamiento 84b entonces, para todas las unidades en el primer modo de funcionamiento 84a, se simula un corte en paralelo con un aumento de P para todas las unidades en el segundo modo de funcionamiento 84b. La simulación por la definición de contingencias 50 del viento de una combinación de este tipo de los modos de funcionamiento 84a y 84b es útil dado que se analiza el resultado en la potencia reactiva Q. Para las unidades en el primer modo de funcionamiento 84a, Q se pierde por completo, mientras que para todas las unidades en el segundo modo de funcionamiento 84b, Q se puede reducir debido al aumento de P.

4. Si al menos una unidad se encuentra en el segundo modo de funcionamiento 84b y al menos una unidad se encuentra en el cuarto modo de funcionamiento 84d entonces, para todas las unidades en el cuarto modo de

funcionamiento 84d, se simula un corte en paralelo con una disminución de P para todas las unidades en el segundo modo de funcionamiento 84b. La simulación por la definición de contingencias 50 del viento de una combinación de este tipo de los modos de funcionamiento 84b y 84d es útil dado que se analiza el resultado en la potencia activa P. Para las unidades en el cuarto modo de funcionamiento 84d, P se pierde por completo, mientras que para todas las unidades en el segundo modo de funcionamiento 84b, P se reduce.

Un ejemplo de un caso de contingencia de este tipo podría aplicarse con respecto a la matriz energética 21 que tiene los modos de funcionamiento 84a-d de la unidad de viento especificados en la Tabla 2 aplicados en los parques eólicos 22-30 y la asunción de la cartografía geográfica de las unidades 24 y 26 en una región geográfica y la cartografía de las unidades 28 y 30 en una región geográfica. En una situación de este tipo, el caso de contingencia 4 de la lista anterior se aplicaría a las unidades 28 y 30.

Se entenderá que los parques eólicos individuales no necesitan considerarse como grupos en regiones geográficas y en cuyo caso el procesamiento en la definición de contingencias 50 del viento se basa en una vista global del sistema mediante la que se consideran todas las unidades de viento en una región geográfica y, después, se aplica el mecanismo de filtración descrito anteriormente utilizando los cuatro modos de funcionamiento. En una circunstancia de este tipo, las cuatro combinaciones de condiciones de funcionamiento detalladas anteriormente como 1 - 4 son cada una capaz de aplicarse a todos los parques eólicos en el sistema. Esto simula los peores casos cambios en las potencias activa y reactiva combinados en todo el sistema asumiendo de este modo que los peores efectos están ocurriendo al mismo tiempo, ya que esto situaría a la red bajo el mayor estrés. En una gran cantidad de circunstancias, se tendría en cuenta razonablemente tal amplia y global generación de contingencias del sistema dado que las mismas condiciones del viento se pueden propagar en regiones geográficas más grandes y por lo tanto parecerían globales para el funcionamiento de la red eléctrica.

Se entenderá que, si bien los ejemplos anteriores se han detallado con respecto a los modos de funcionamiento 84a-d como se muestra en la Figura 2, los modos de funcionamiento pueden ser diferentes a los mostrados. Por ejemplo, un primer modo de funcionamiento transitorio se podría situar alrededor del punto 85b previamente definido. La inclusión de un modo de funcionamiento adicional de este tipo podría ser significativa para un mejor modelo de la transición del primer modo de funcionamiento 84a al segundo modo de funcionamiento 84b. Por consiguiente, las posibles contingencias que se analizan para el primer modo de funcionamiento 84a y para el segundo modo de funcionamiento 84b podrían aplicarse a esta primera región de funcionamiento de transición que se acaba de definir. El mismo concepto se puede aplicar alrededor de los puntos 85c y 85d en la curva de la región de funcionamiento definida en la Figura 2.

REIVINDICACIONES

1. Un método de análisis de contingencias para una red energética (21) que incluye al menos una planta de generación de fuente energética intermitente (22, 24, 26, 28, 30) que comprende un parque eólico con un aerogenerador, comprendiendo el método las etapas de:
- recoger mediciones e indicaciones de estado de la red energética (21), incluyendo la producción de potencia y la velocidad del viento de cada uno del al menos un parque;
 analizar las mediciones e indicaciones recogidas y calcular un modelo matemático que represente el estado de la red energética en tiempo real;
 generar escenarios de contingencias de la potencia eólica representativos de un efecto de grandes variaciones del viento en base a las mediciones relacionadas con plantas de potencia eólica, valores esperados de producción, velocidad del viento esperada, e información geográfica acerca de la ubicación de cada uno del al menos un parque eólico;
 filtrar las contingencias creíbles de los escenarios de contingencias de la potencia eólica en base a la información de la curva de potencia eólica;
 incorporar dichas contingencias creíbles filtradas en una lista de contingencias creíbles (N);
 calcular un índice de severidad en base al estado de la red energética para cada una de las contingencias creíbles;
 clasificar las contingencias creíbles de acuerdo con el índice de severidad;
 cotejar las contingencias creíbles que tienen la clasificación más severa para formar un subconjunto de las peores contingencias (n).
2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende las etapas de aproximar linealmente la curva de potencia eólica del aerogenerador, dividir una aproximación lineal obtenida de este modo en cuatro componentes (84a, 84b, 84c, 84d), definiendo cuatro modos de funcionamiento diferentes (1, 2, 3, 4) de manera que los componentes se correlacionan con los modos de funcionamiento, filtrar las contingencias creíbles en base al modo de funcionamiento del aerogenerador.
3. El método de acuerdo con la reivindicación 2, donde un primer componente (84a) de la aproximación lineal define un primer modo de funcionamiento (1, 2, 3, 4) que se produce cuando una velocidad del viento está por debajo de una velocidad de conexión.
4. El método de acuerdo con la reivindicación 3, donde un segundo componente (84b) de la aproximación lineal define un segundo modo de funcionamiento (2) que se produce cuando la velocidad del viento está entre la velocidad de conexión y una velocidad de viento mínima a la que el aerogenerador produce una potencia activa nominal.
5. El método de acuerdo con la reivindicación 4, que comprende las etapas de filtrar una activación de contingencia de corte de la unidad de viento; generar una activación de la contingencia de aumento de producción; y generar una activación de la contingencia de disminución de producción para un aerogenerador en el segundo modo de funcionamiento (2).
6. El método de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 a 5, donde un tercer componente (84c) de la aproximación lineal define un tercer modo de funcionamiento (3), que se produce cuando la velocidad del viento está al nivel para que el aerogenerador produzca consistentemente potencia activa nominal, preferentemente entre 13 m/s y 24 m/s.
7. El método de acuerdo con la reivindicación 6, que comprende la etapa de filtrar una activación de la contingencia de corte de la unidad de viento; filtrar una activación de la contingencia de aumento de producción; y filtrar una activación de la contingencia de disminución de producción para un aerogenerador en el tercer modo de funcionamiento (3).
8. El método de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 a 7, donde un cuarto componente (84d) de la aproximación lineal define un cuarto modo de funcionamiento (4) que se produce cuando la velocidad del viento está por encima de una velocidad de conexión del aerogenerador.
9. El método de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 a 8, que comprende la etapa de activar una activación de la contingencia de corte de la unidad de viento; filtrar una activación de la contingencia de aumento de producción; y filtrar una activación de la contingencia de disminución de producción para un aerogenerador en el primer o cuarto modo de funcionamiento (4).

10. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de utilizar una salida de potencia medida o pronosticada del parque eólico para derivar el modo de funcionamiento (1, 2, 3, 4) del aerogenerador.
- 5 11. El método de acuerdo con una de las reivindicaciones 4 a 10, donde un modo de funcionamiento de transición es introducido para modelar una transición del primer modo de funcionamiento (1) al segundo modo de funcionamiento (2), del segundo modo de funcionamiento (2) al tercer modo de funcionamiento (3), o del tercer modo de funcionamiento (3) al cuarto modo de funcionamiento (4).
- 10 12. El método de acuerdo con la reivindicación 10, donde cuando se filtran las contingencias creíbles sólo contingencias relevantes son generadas (56).

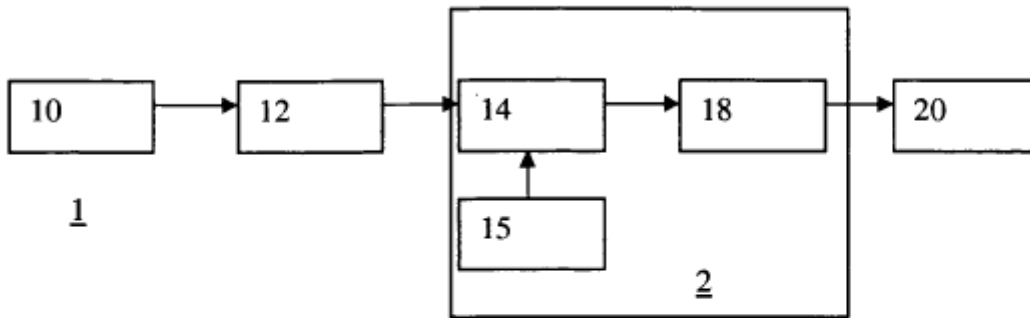


Figura 1

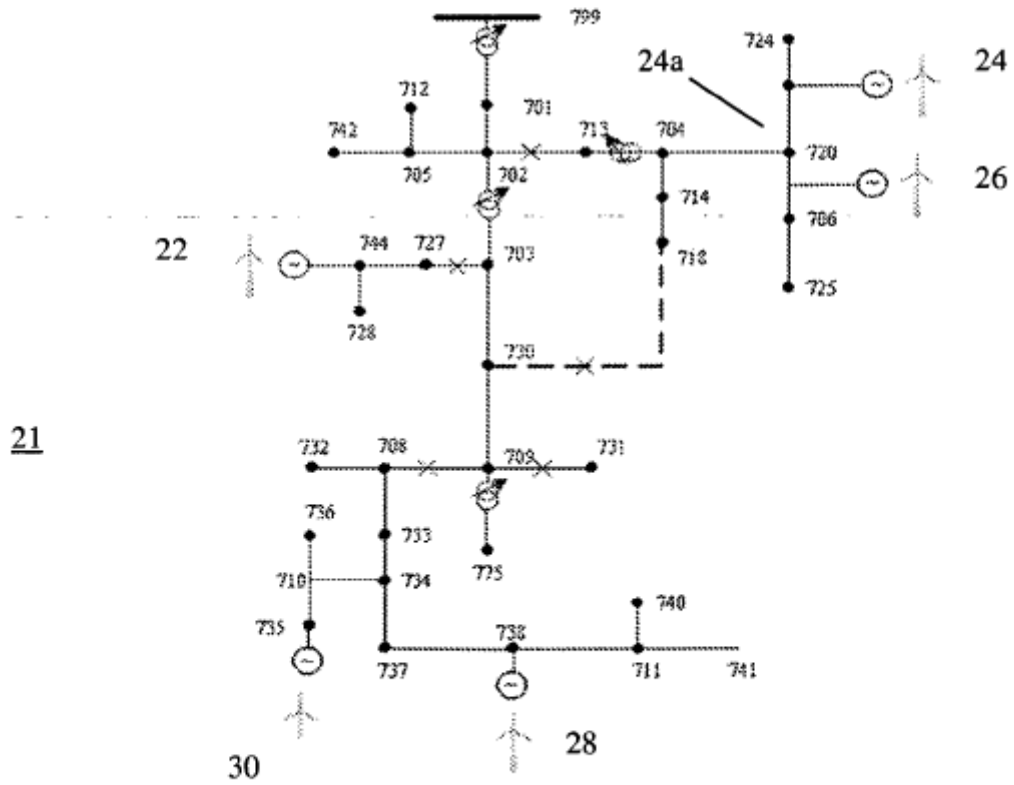


Figura 2

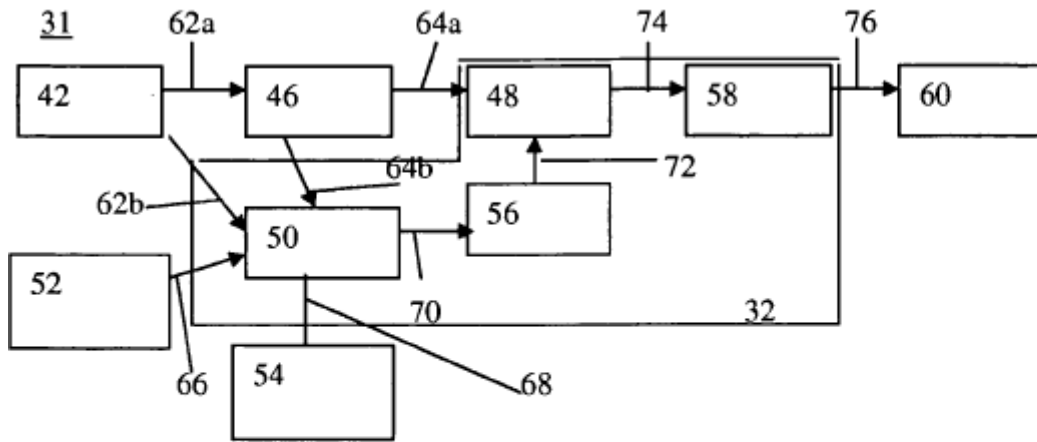


Figura 3

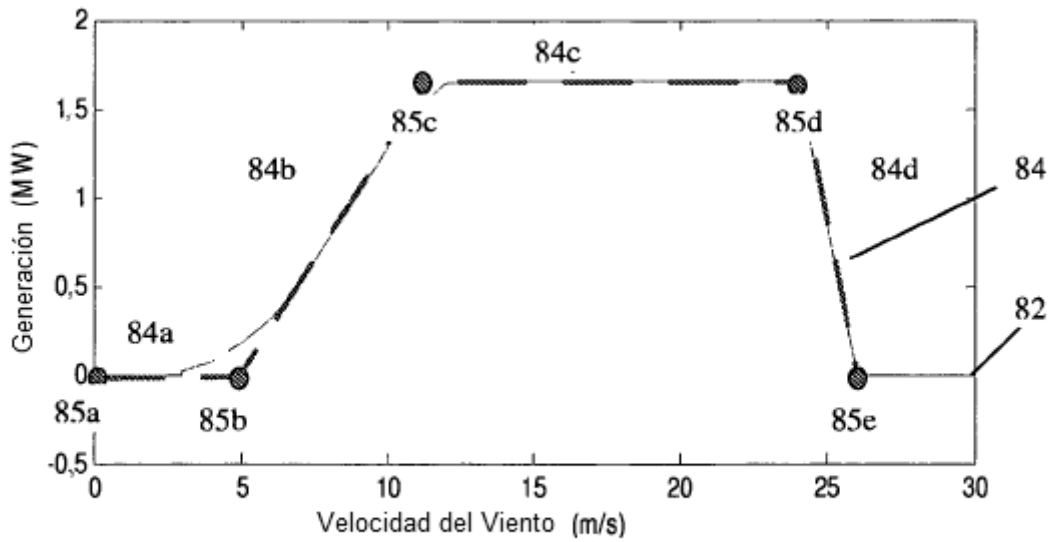


Figura 4