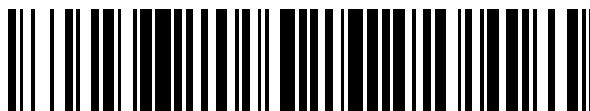


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 593 005**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)
F03D 9/00 (2006.01)
H02J 3/16 (2006.01)
H02J 3/18 (2006.01)
H02J 3/38 (2006.01)
H02P 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.08.2004 E 04254881 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **10.08.2016 EP 1508951**

54 Título: **Soporte de potencia reactiva continuo para generadores de turbinas eólicas**

30 Prioridad:

18.08.2003 US 643297

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

05.12.2016

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**WILKINS, THOMAS A.;
WALLING, REIGH A.;
DELMERICO, ROBERT W.;
MILLER, NICHOLAS WRIGHT;
ELKACHOUTY, NAGWA M.;
LYONS, JAMES P. y
BOSE, SUMIT**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 593 005 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

Soporte de potencia reactiva continuo para generadores de turbinas eólicas

La invención se refiere a la generación y distribución de potencia eléctrica. Más particularmente, la invención se refiere a la compensación de las fuentes de potencia eléctricas para cargas reactivas.

5 Las redes de transmisión y distribución de potencia transmiten energía eléctrica desde las instalaciones de generación a los usuarios finales. La gestión de la tensión en el sistema de transmisión y distribución es una consideración importante para el funcionamiento y el diseño del sistema. En un sistema típico el flujo de potencia reactiva tiene una fuerte influencia en la tensión. El flujo de potencia reactiva puede estar influenciado por la fuente del generador, los cambios en el sistema de transmisión y distribución, la adición de elementos reactivos de derivación, y las cargas. Por otra parte, el flujo excesivo de potencia reactiva puede elevar la tensión y poner una tensión indebida en las líneas de transmisión, los transformadores y otros componentes eléctricos.

10 Con referencia a las figuras 1, 2 y 3, la potencia eléctrica tiene al menos dos características relevantes para la distribución de potencia: tensión y corriente. En una red de distribución de potencia a gran escala tanto la tensión como la corriente varían con el tiempo. Cuando la tensión instantánea se multiplica por la corriente instantánea, el resultado es la potencia instantánea. En la mayoría de las redes de distribución de potencia las señales de tensión y corriente tienen la forma de una onda sinusoidal.

15 Si el flujo de potencia reactiva (es decir, VAR) es cero, las ondas de tensión y de corriente están en fase como se ilustra en la figura 1, donde $v(\omega t)$ es la forma de la onda de tensión variable en el tiempo e $i(\omega t)$ es la forma de la onda de corriente variable en el tiempo. Sin embargo, si la potencia reactiva (es decir, inductiva o capacitiva) no es cero, la forma de la onda de tensión, $v(\omega t)$, no estará en fase con la forma de la onda de corriente, $i(\omega t)$. La cantidad por la que la corriente retrasa o conduce la tensión se puede cuantificar por un ángulo de factor de potencia, Φ , que es representativo de la fracción de un ciclo por el cual la corriente retrasa o conduce la tensión. Un ciclo es 2π o 360° , y el ángulo de factor de potencia, Φ , es la diferencia entre los ciclos de la corriente y la tensión.

20 Con respecto a una forma de la onda de tensión constante, $v(\omega t)$, una corriente retrasada se ilustra como $i(\omega t - \Phi)$ en la figura 2 y una corriente conducida se ilustra como $i(\omega t + \Phi)$ en la figura 3. La cantidad por la cual la corriente retrasa o conduce la tensión puede ser cuantificada por un ángulo del factor de potencia Φ , que es representativa de la fracción de un ciclo por el cual la corriente se retrasa o se conduce la tensión. Un ciclo es 2π o 360° , y el ángulo de factor de potencia, Φ , es la diferencia entre los ciclos de la corriente y la tensión.

25 El factor de potencia reactiva es importante desde el punto de vista del suministro de potencia. Como la mayoría de los sistemas de transmisión son inductivos, el aumento de la componente de corriente reactiva (es decir, VARs capacitivos) hará que la tensión se eleve. Por el contrario, la disminución del componente de potencia reactiva (es decir, VARs inductivos) hará que la tensión disminuya.

30 El control de flujo de potencia reactiva del parque eólico se puede lograr mediante el generador de turbina eólica individual, elementos de derivación (por ejemplo, condensadores de conmutación o reactores de conmutación), los cambiadores de tomas del transformador, o alguna combinación de estos.

35 El documento US 5.225.712 divulga una turbina eólica de velocidad variable con una reducción de fluctuación de energía y un modo de operación VAR estático. Las turbinas eólicas múltiples pueden ser conectadas a una red de suministro eléctrico a través de un centro de recogida de energía. La turbina eólica comprende un inversor que se puede controlar la salida de potencia reactiva como un ángulo del factor de potencia o directamente como un número de VARs independiente de la potencia real. La potencia reactiva se puede controlar de un modo de funcionamiento cuando la turbina eólica está generando energía o en un modo VAR estático cuando la turbina eólica no está en funcionamiento para producir energía real.

40 Sáenz J. R. et al, "Reactive power control of a windfarm through different control algorithms", Conference Proceedings, vol. 1, 22 de octubre de 2001, páginas 203-207, XP010571522 da a conocer los algoritmos de control que tienen en cuenta los límites de funcionamiento de la máquina. Se realiza un cálculo de la potencia reactiva necesaria para mantener los parámetros eléctricos de la red. Sobre la base de este cálculo, la potencia reactiva que cada máquina debe generar se envía a la máquina como el valor de consigna de potencia reactiva a seguir.

45 La invención se define por las características de las reivindicaciones independientes. Las realizaciones preferidas se definen en las reivindicaciones dependientes.

50 La invención se describirá ahora con mayor detalle, a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos, en los que:

La figura 1 ilustra una forma de la onda de la tensión y la corriente en fase.

La figura 2 ilustra una forma de la onda de la corriente principal de tensión.

La figura 3 ilustra una forma de la onda de tensión de corriente retrasada.

La figura 4 es un diagrama de bloques de una realización de bucle cerrado de un sistema de turbina eólica en el que los generadores de turbina eólica se pueden controlar individualmente para proporcionar soporte de potencia reactiva.

5 La figura 5 es un diagrama de bloques de una realización de bucle abierto de un sistema de turbina eólica en el que los generadores de turbina eólica se pueden controlar individualmente para proporcionar soporte de potencia reactiva.

La figura 6 es una ilustración conceptual de la curva de capacidad de potencia activa y reactiva para una turbina eólica.

10 La figura 7 es un diagrama de flujo de control de potencia reactiva dinámica de las turbinas eólicas individuales dentro de un sistema de turbina eólica.

La figura 8 es un diagrama de bloques de un controlador de optimización.

La figura 9 es una función de transferencia de ejemplo para proporcionar un perfil de tensión deseada en una ubicación fija en el sistema de potencia.

La figura 10 es un ejemplo de comparación de optimización para una red simple.

15 La figura 11 es la red simple correspondiente a la comparación de optimización de la figura 10.

La figura 12 es un diagrama de bloques de un sistema generador de inducción doblemente alimentado.

20 En la siguiente descripción, con fines de explicación, numerosos detalles específicos se exponen con el fin de proporcionar una comprensión completa de la invención. Será evidente, sin embargo, para un experto en la materia que la invención puede ponerse en práctica sin estos detalles específicos. En otros casos, estructuras y dispositivos se muestran en forma de diagrama de bloques con el fin de evitar oscurecer la invención.

La técnica descrita en este documento proporciona la posibilidad de utilizar la capacidad total de un sistema generador de turbina eólica (es decir, un parque eólico) para proporcionar un VAR dinámico (soporte de potencia reactiva). El soporte VAR proporcionado por los generadores de turbinas eólicas individuales en un sistema se puede variar de forma dinámica para adaptarse a los parámetros de aplicación.

25 Los generadores de turbinas eólicas pueden proporcionar soporte VAR basado en la generación de potencia real y el factor de potencia. Este tipo de soporte VAR se puede describir, por ejemplo, por la ecuación:

$$\text{VAR} = \text{vatio} * \tan(\theta)$$

30 donde θ es el ángulo de factor de potencia. El control del factor de potencia tiene algunas deficiencias. Dado que el soporte VAR es proporcional al cuadrado de la potencia de salida esta técnica no utiliza la capacidad total de los respectivos generadores de turbinas eólicas, como se muestra en la figura 6. Además, el control del factor de potencia en ocasiones puede resultar en que se adopte la medida equivocada para mantener por sí una tensión deseada en el punto de acoplamiento común (PCC).

35 Un controlador de tensión controla el punto de acoplamiento común (PCC) entre un sistema generador de turbina eólica (por ejemplo, un parque eólico) y una conexión con una red de suministro eléctrico. El controlador de tensión mide la tensión de red y compara la tensión de red a una tensión deseada. El controlador de tensión calcula la cantidad de potencia reactiva requerida desde el sistema del parque eólico para que la tensión de red esté dentro de un intervalo deseado.

40 En una realización, para proporcionar la potencia deseada (incluyendo la potencia reactiva) en el PCC, un controlador dinámico de tensión transmite comandos de potencia reactiva a los generadores de turbinas eólicas individuales a través de una red de control distribuido. Las turbinas eólicas interpretan los comandos recibidos y excitan su generador para producir la potencia reactiva solicitada. Cuando la potencia reactiva cambia, la tensión de red medida se mueve hacia el nivel de tensión deseado. Por lo tanto, el sistema proporciona un sistema de control de tensión de bucle cerrado.

45 Un generador de turbina eólica consiste en una máquina eléctrica rotatoria acoplada mecánicamente a los álabes de turbina. La energía mecánica de la turbina se convierte en potencia eléctrica suministrada a la red eléctrica a través del sistema colector. Un convertidor electrónico de potencia se utiliza para controlar el flujo de potencia real y reactiva.

50 En la figura 12, el generador es un generador de inducción doblemente alimentado con un rotor bobinado y anillos colectores. Un sistema de excitación del convertidor de potencia de frecuencia variable conectado al rotor del generador permite que el generador funcione (por ejemplo) a velocidades que van desde 800 rpm a 1.600 rpm. El sistema convertidor de potencia de excitación de frecuencia variable también se utiliza para ajustar la salida de potencia reactiva del generador.

Para la generación de potencia reactiva el tiempo de respuesta del sistema generador de convertidor de frecuencia es equivalente a un regulador de VAR estático. El convertidor de potencia también se puede controlar, de forma independiente del generador, para contribuir potencia reactiva al sistema de colector como se muestra en la figura 12.

5 La figura 4 es un diagrama de bloques de una realización de bucle cerrado de un sistema de turbina eólica en el que los generadores de turbinas eólicas se pueden controlar individualmente para proporcionar soporte de potencia reactiva. Se ilustra un sistema de turbina eólica 400 con dos turbinas eólicas (410 y 412), cada una incluyendo un generador. Sin embargo, cualquier número de turbinas eólicas se puede incluir en un sistema que utiliza las técnicas descritas en el presente documento.

10 Las turbinas eólicas individuales están acopladas eléctricamente a punto de acoplamiento común (PCC) 420. Debido a que muchos sistemas de turbinas eólicas incluyen un gran número de turbinas eólicas distribuidas sobre un área grande, la distancia entre cada turbina eólica y PCC 420 puede variar.

15 Un sistema de medición 430 se acopla con el PCC 420. Una de las funciones del sistema de medición 430 es vigilar la tensión, corriente y potencia en el PCC 420. El sistema de medición 430 proporciona señales a los filtros 440 y 441, al compensador de derivación de línea 445 y al controlador de tensión 450 basado en la tensión en el PCC 420. Otros factores también pueden ser incluidos en las señales proporcionadas al filtro 440, el compensador de derivación de línea 445 y el controlador de tensión 450.

20 El compensador de derivación de línea 445 es un componente opcional que puede ser utilizado para compensar las caídas de tensión causadas por la transmisión de PCC 420 a la red de suministro eléctrico 430. En una realización, la compensación incluye los efectos de la carga de la línea. En una realización, la relación entre las mediciones de tensión (E_s) y de corriente (I_s) en el PCC y la tensión calculada (E_r) en la red de suministro eléctrico es: $E_r = A \cdot E_s + B \cdot I_s$ donde A y B son coeficientes complejos derivados de parámetros de línea de transmisión (por ejemplo, impedancia de la línea y la reactancia de derivación). La figura 9 es una función de transferencia de ejemplo para proporcionar un perfil de tensión deseado en una ubicación fija en el sistema de potencia. En general, la forma de la función de transferencia puede ser diferente para cada aplicación y se determina basándose en estudios detallados del sistema de potencia.

25 El sistema de medición 430 proporciona una señal al filtro 440 que corresponde a la tensión medida en PCC 420; y una señal al filtro 441 que corresponde a la corriente medida en PCC 420. El filtro 440 filtra los armónicos y el ruido, y proporciona una señal filtrada correspondiente a la tensión en la PCC 420 al controlador de tensión 450 y al compensador de derivación de la línea 445. El filtro 441 filtra los armónicos y el ruido, y proporciona una señal filtrada correspondiente a la corriente en PCC 420 al compensador de derivación de línea 445. El compensador de derivación de línea 445 es un componente opcional que puede ser utilizado para compensar las caídas de tensión causadas por la transmisión de PCC 420 a la red pública 430 o dentro del sistema 400. En una realización, las señales de salida desde el filtro 440 y el compensador de derivación de línea 445 se combinan para proporcionar una señal de entrada al controlador de tensión 450.

El controlador PI 450 determina la potencia reactiva deseada que debe proporcionarse a PCC 420. La potencia reactiva a ser proporcionada puede ser en términos de sistema 400 como un todo, turbinas eólicas individuales o grupos de turbinas.

40 El controlador de optimización 460 es un componente que recibe una señal de ajuste de potencia desde el modulador de potencia 470, una señal VAR del parque eólico desde el controlador de tensión 450, y una señal de ajuste VAR desde el gestor de condensación/reactor de derivación 480. El controlador de optimización 460 calcula un comando de potencia reactiva individual para cada turbina eólica que minimiza las pérdidas del sistema de parques eólicos u optimiza la distribución de tensión del sistema colector. Un controlador de optimización se describe en mayor detalle a continuación con respecto a la figura 8.

45 Matemáticamente un problema de optimización se describe generalmente minimizando una función objetivo $J(u, x)$ sujeta a algunas condiciones de restricción. En notación matricial:

Reducir al mínimo $J(u, x)$

Sujeto a: $d(u, x) = 0$

$e(u, x) \leq 0$

50 x : variables del sistema (por ejemplo, tensiones del bus, factor de potencia)

u : variables de control (por ejemplo, potencia reactiva del generador)

$J(u, x)$: función objetivo

$d(u, x)$: restricciones de igualdad

e (u, x): restricciones de desigualdad

Una función objetivo de muestra se muestra en la ecuación (1). Esta función está diseñada para minimizar pérdidas en la línea distribución (PL) sujeta a mantener el factor de potencia en el PCC del parque eólico. También puede ser conveniente establecer una jerarquía de rendimiento, la aplicación de una banda de tolerancia de tensión más ajustada en un subconjunto de nodos.

Minimizar $J = \sum_{k=1}^n PL_k$ Ecuación (1)

Sujeta a: sistema PF = 0,95 (sobre excitado)

Como ilustración, una comparación de optimización simple se muestra en la figura 10 para la red simple de la figura 11.

10 Algunas aplicaciones de parques eólicos pueden requerir la adición de condensadores conmutados 404 y reactores conmutados 406 dentro del parque eólico. El gestor de condensación/reactor de derivación 480 es un componente opcional que coordina y optimiza el funcionamiento de estos elementos de conmutación con la salida de potencia reactiva de las turbinas eólicas 410 y 412. Un conmutador de derivación de transformación 402 puede también ser coordinado con los reactores de conmutación 406, condensadores 404 y señales VAR de turbinas eólicas.

15 Las turbinas eólicas del sistema 400 reciben los comandos de potencia del regulador de tensión 450 y el controlador de optimización opcional 460, y reaccionan a los comandos de forma individual. Los comandos de ajuste de potencia y VAR pueden ser distribuidos a las turbinas eólicas a través de un bus de datos compartido con cada turbina eólica que tiene una dirección u otra identificación. Alternativamente, los comandos de ajuste de potencia y VAR pueden ser distribuidos a las turbinas eólicas a través de conexiones individuales, por ejemplo, a través de un dispositivo concentrador.

20 Cuando las turbinas eólicas reaccionan a los comandos, el sistema de control de las turbinas eólicas individuales produce los cambios necesarios (por ejemplo, los cambios del ángulo de paso de las palas, cambios de par generador) para proporcionar la potencia activa y reactiva indicado por los comandos de potencia. Como resultado del control de las turbinas eólicas individuales, la potencia real y reactiva en PCC 420 se puede ajustar dinámicamente para proporcionar las características deseadas, lo que aumenta el rendimiento y beneficios secundarios de sistema de turbina eólica 400. Los beneficios incluyen, pero no se limitan a; reducción de parpadeo, gestión de tensión y limitación de potencia, y la estabilización del sistema eléctrico.

25 La figura 5 es un diagrama de bloques de una realización de bucle abierto de un sistema de turbina eólica en el que los generadores de turbinas eólicas se pueden controlar individualmente para proporcionar soporte de potencia reactiva. El sistema de turbina eólica 500 incluye turbinas eólicas (410 y 412) y PCC 420 junto con una red de suministro eléctrico 430 como se describió anteriormente. Como con el sistema 400 de la figura 4, se puede incluir cualquier número de turbinas eólicas.

30 El sistema de medición 550 monitoriza la potencia suministrada al PCC 420 por las turbinas eólicas. El sistema de medición 550 proporciona una señal al filtro 560 que corresponde a la potencia medida en la PCC 420. El filtro 560 filtra las fluctuaciones de corriente rápida, y proporciona una señal filtrada correspondiente a la potencia en el PCC 420 de la función de transferencia VAR/vatios 590. En una realización, la función de transferencia de VAR/vatios 590 es una característica del factor de potencia constante. La función de transferencia de VAR/vatios se aproxima a un perfil de tensión deseado en un punto en el sistema de potencia. Un ejemplo de una función de transferencia VAR/vatios se ilustra en la figura 9.

35 La función de transferencia VAR/vatios 590 compara la señal de potencia (P) desde el filtro 560 a la curva de VAR/vatios para determinar dinámicamente la potencia reactiva a ser proporcionada por el sistema 500.

En una forma de realización dos señales (Q_0 y dQ/dP) son transmitidos por la función de transferencia VAR/Watt 590 a las turbinas eólicas (410 y 412) para el control local. El control local de las turbinas eólicas (410 y 412) es de la forma

45
$$Q_0 + \left(\frac{dQ}{dP} \right) P$$

dónde Q_0 es un término de potencia reactiva común que se proporciona a todos los generadores de turbinas eólicas en un sistema y

$$\left(\frac{dQ}{dP} \right)$$

es un término de pendiente que se puede utilizar para el control dinámico rápido por control local de las turbinas eólicas (410 y 412).

5 La figura 6 es una ilustración conceptual de la capacidad de potencia activa y reactiva de un generador de turbina eólica. La potencia reactiva se puede ajustar dinámicamente dentro de los límites que se muestran en la figura 6.

10 Las configuraciones del sistema de las figuras 4 y 5 proporcionan varias características importantes. La capacidad de cada generador de turbina eólica en un sistema para operar como un compensador VAR estático puede ser utilizada dentro de la curva de capacidad que se muestra en la figura 6. En una realización, la capacidad de compensación de potencia reactiva de un convertidor de potencia de la turbina eólica se puede utilizar cuando las turbinas no están en funcionamiento. En una realización, el sistema de potencia de amortiguación (por ejemplo, ángulo de oscilación de potencia, frecuencia y tasa de cambio de ángulo de oscilación de potencia) puede ser controlado por la modulación de la generación de potencia real y reactiva a nivel generador individual o en el nivel del sistema.

15 La figura 7 es un diagrama de flujo de control dinámico de potencia de las turbinas eólicas individuales dentro de un sistema de turbina eólica. La señal de control utilidad deseada (por ejemplo, tensión, factor de potencia, o VARs) a ser proporcionada a un lugar predeterminado se determina, 710. La ubicación predeterminada suele ser el punto de acoplamiento común (PCC); sin embargo, si, por ejemplo, el sistema de turbina eólica está situado de forma remota, el lugar predeterminado puede ser un punto proyectado sobre la base de un algoritmo de compensación de la línea de caída.

20 La potencia del parque eólico o salida de tensión suministrada a la ubicación predeterminada se mide, 720. La salida medida se compara con la señal de control deseada, 730. En respuesta a la comparación, el sistema de control para el parque eólico determina la magnitud de las correcciones que puedan ser necesarias para proporcionar la potencia deseada a la ubicación predeterminada.

25 El sistema de control determina la potencia activa y reactiva a ser proporcionada por cada generador de turbina eólica con el fin de proporcionar el control deseado en la ubicación predeterminada. Cada generador de turbina eólica puede recibir un comando para proporcionar una combinación diferente de potencia real y reactiva. La configuración física del parque eólico incluyendo, por ejemplo, los tipos de generadores, la colocación de las turbinas eólicas, el diseño del sistema colector, y las distancias entre las turbinas eólicas y el PCC se puede utilizar para determinar la potencia de los comandos a ser proporcionados a las turbinas eólicas individuales con el fin de mejorar el rendimiento del sistema para la reducción de pérdidas y el perfil de tensión.

30 Los comandos de potencia se transmiten a las turbinas eólicas individuales, 740. Los comandos de potencia se pueden transmitir usando cualquier medio, ya sea por cable o inalámbrico, conocidos en la técnica. También se puede utilizar cualquier protocolo conocido en la técnica capaz de transmitir órdenes a destinos individuales dentro de un grupo de posibles destinos. Los generadores de turbinas eólicas individuales modifican sus respectivas salidas, en caso necesario, en respuesta a los comandos de potencia, 750.

35 La figura 8 es un diagrama de bloques de un controlador de optimización. El bloque 810 implementa una característica de banda muerta en el error entre la señal VAR del parque eólico y los VARs generados por los condensadores y reactores conmutados. La integral de tiempo del bloque 820 se utiliza para establecer una característica de tiempo inverso que inicia la conmutación de las baterías de condensadores y reactores. El bloque 830 se utiliza para determinar cuál condensador o banco reactor cambiar.

REIVINDICACIONES

1. Una red (400, 500) de turbinas eólicas de velocidad variable (410, 412) que proporciona un parque eólico y que comprende:

5 una pluralidad de generadores de turbinas eólicas respectivas (410, 412) para generar la potencia real y potencia reactiva, en la que dicha pluralidad de turbinas eólicas (410, 412) están conectadas a una red de suministro eléctrico (430) a través de un punto de conexión común (420) en la que cada turbina eólica (410, 412) incluye un sistema de convertidor de excitación de frecuencia variable para controlar el flujo de potencia real y de potencia reactiva, y además en la que los sistemas de excitación del convertidor de frecuencia variable son capaces de contribuir a la potencia reactiva de forma independiente de los generadores; y

10 un sistema de control (430, 450, 460, 470) acoplado a cada turbina eólica de velocidad variable (410, 412) y operable para determinar la potencia real y reactiva a ser proporcionada por cada turbina eólica (410, 412) con el fin de proporcionar un control deseado en el punto de conexión común (420), el sistema de control (430, 450, 460, 470) comprendiendo un controlador de optimización que recibe una señal de ajuste de potencia de un modulador de potencia (470), una señal VAR de parque eólico desde un controlador de tensión (450), y, opcionalmente, una señal de ajuste de VAR de un gestor de condensador/reactor de derivación (480), dicho controlador de optimización (460) calculando un comando de potencia reactiva individual para cada turbina eólica (410, 412) que reduce al mínimo las pérdidas del sistema del parque eólico u optimiza una distribución de tensión del sistema colector y proporcionando comandos de potencia reactiva individual a la turbina eólica respectiva (410, 412) para proporcionar la potencia reactiva comandada individualmente.

20 2. La red (400, 500) de turbinas eólicas de velocidad variable (410, 412) de la reivindicación 1, que comprende además componentes de gestión de potencia conmutados (404, 406) acoplados con las turbinas eólicas (410, 412) y el sistema de control (430, 450, 460, 470), en el que los componentes de gestión de potencia conmutada son controlados por el gestor de condensador / reactor de derivación (480).

3. Un procedimiento de control de un parque eólico que comprende:

25 determinar la potencia a proporcionar a un punto de conexión común (420);

proporcionar (740) comandos a las turbinas eólicas individuales (410, 412) en un sistema de turbinas múltiples, a partir de un sistema de control (430, 450, 460, 470) acoplado a cada turbina eólica (410, 412), en la que dicha pluralidad de turbinas eólicas (410, 412) están conectadas a una red de suministro eléctrico (430) a través del punto de conexión común (420) en la que cada turbina eólica respectiva (410, 412) incluye un sistema de convertidor de excitación de frecuencia variable para controlar el flujo de potencia real y de potencia reactiva, y además en la que los sistemas de excitación del convertidor de frecuencia variable son capaces de contribuir a la potencia reactiva independientemente de los generadores respectivos de cada turbina eólica (410, 412), los comandos de control de potencia activa y reactiva siendo generados por las turbinas eólicas individuales (410, 412);

35 utilizar el sistema de control (430, 450, 460, 470) acoplado a cada turbina eólica de velocidad variable (410, 412) para determinar la potencia real y reactiva a ser proporcionada por cada turbina eólica (410, 412) a fin de proporcionar la determinada potencia en el punto de conexión común (420), el sistema de control (430, 450, 460, 470) comprendiendo un controlador de optimización que recibe una señal de ajuste de potencia de un modulador de potencia (470), una señal de parque eólico VAR desde un controlador de tensión (450), y, opcionalmente, una señal de ajuste de VAR de un gestor de condensador / reactor de derivación (480), dicho controlador de optimización (460) calculando un comando de potencia reactiva individual para cada turbina eólica (410, 412) que reduce al mínimo las pérdidas del sistema de parques eólicos u optimiza una distribución de la tensión del sistema colector; y

proporcionar los comandos de potencia reactiva individuales a las turbinas eólicas respectivas (410, 412) para proporcionar la potencia reactiva comandada individualmente.

45 4. El procedimiento de la reivindicación 3, que comprende además el control de encendido componentes de gestión de potencia conmutada (404, 406), acoplados con la pluralidad de turbinas eólicas (410, 412) y el sistema de control (430, 450, 460, 470).

5. El procedimiento de la reivindicación 3, en el que las turbinas eólicas individuales (410, 412) operan como reguladores VAR estáticos bajo cualquier condición de viento.

50 6. El procedimiento de la reivindicación 3, en el que los comandos de las turbinas eólicas individuales (410, 412) incluyen un componente de potencia reactiva en la forma:

$$Q_0 + \left(\frac{dQ}{dP} \right) P$$

en la que Q_0 es un punto de operación nominal VAR que se proporciona a todas las turbinas eólicas (410, 412) en un parque eólico y

$$\left(\frac{dQ}{dP} \right) P$$

- 5 es una pendiente gradual de potencia reactiva/potencia real multiplicada por la potencia (P) de la turbina eólica (410, 412).

FIG. 1

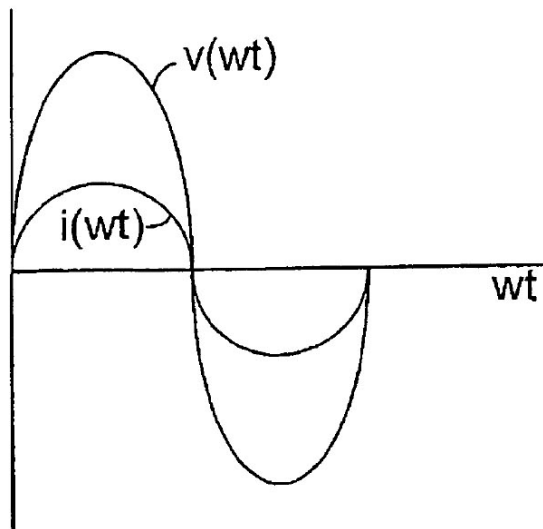


FIG. 2

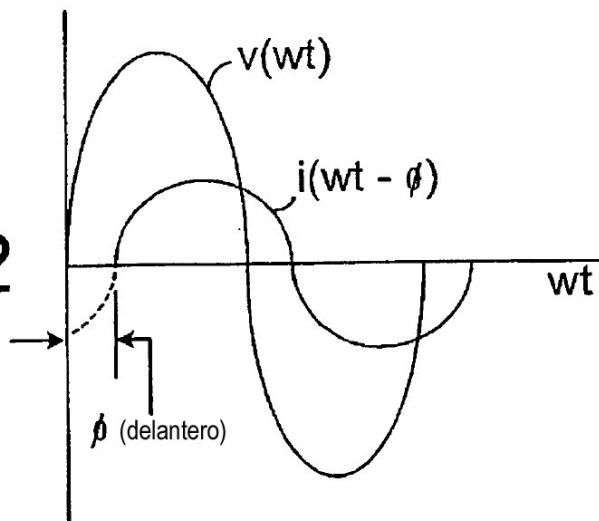
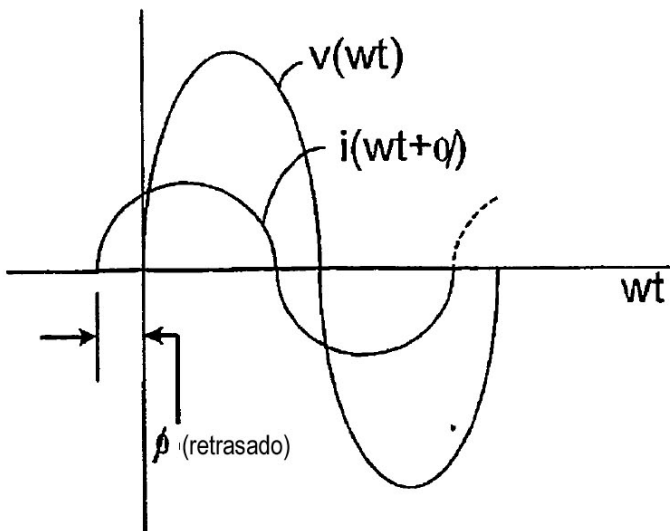


FIG. 3



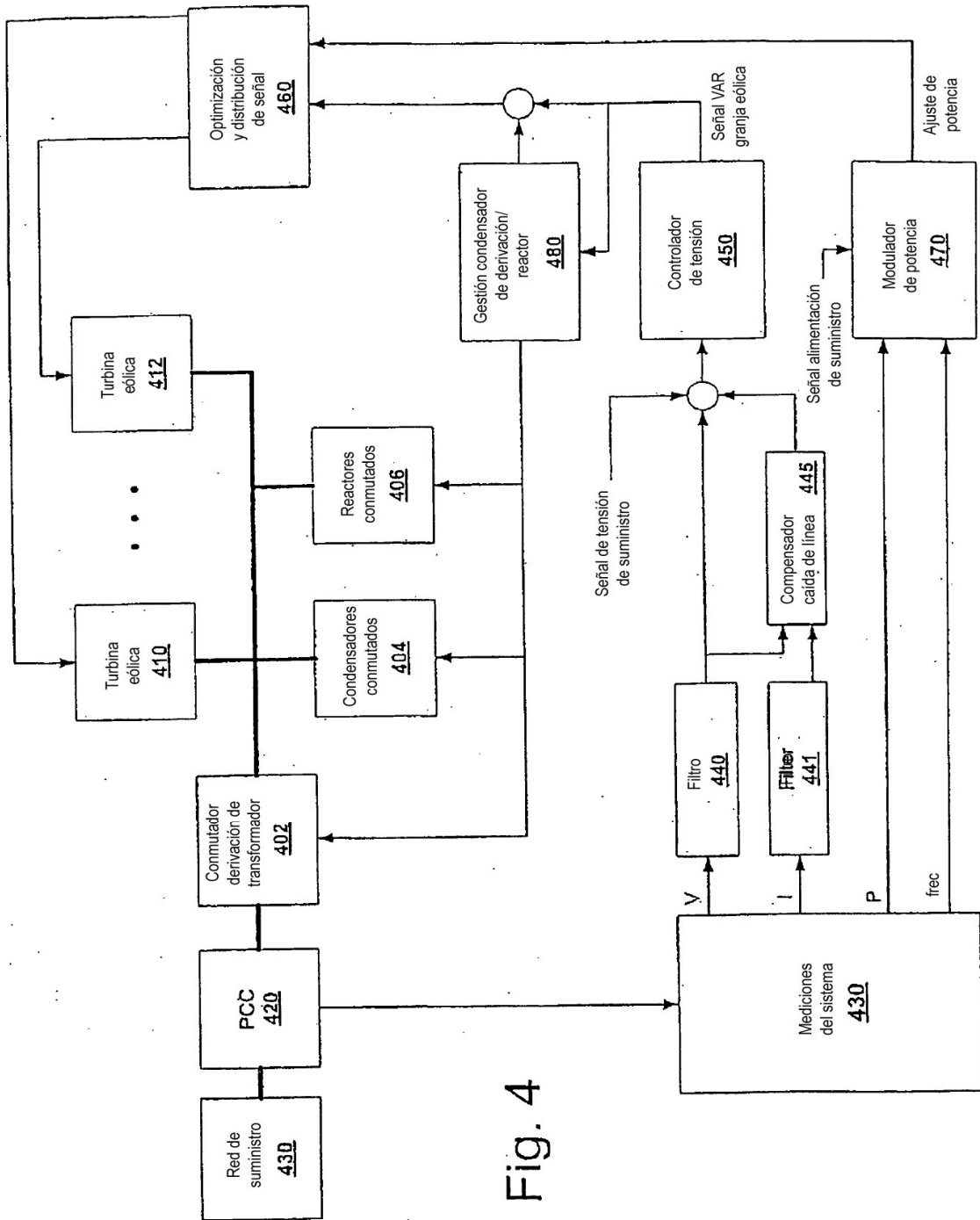


Fig. 4

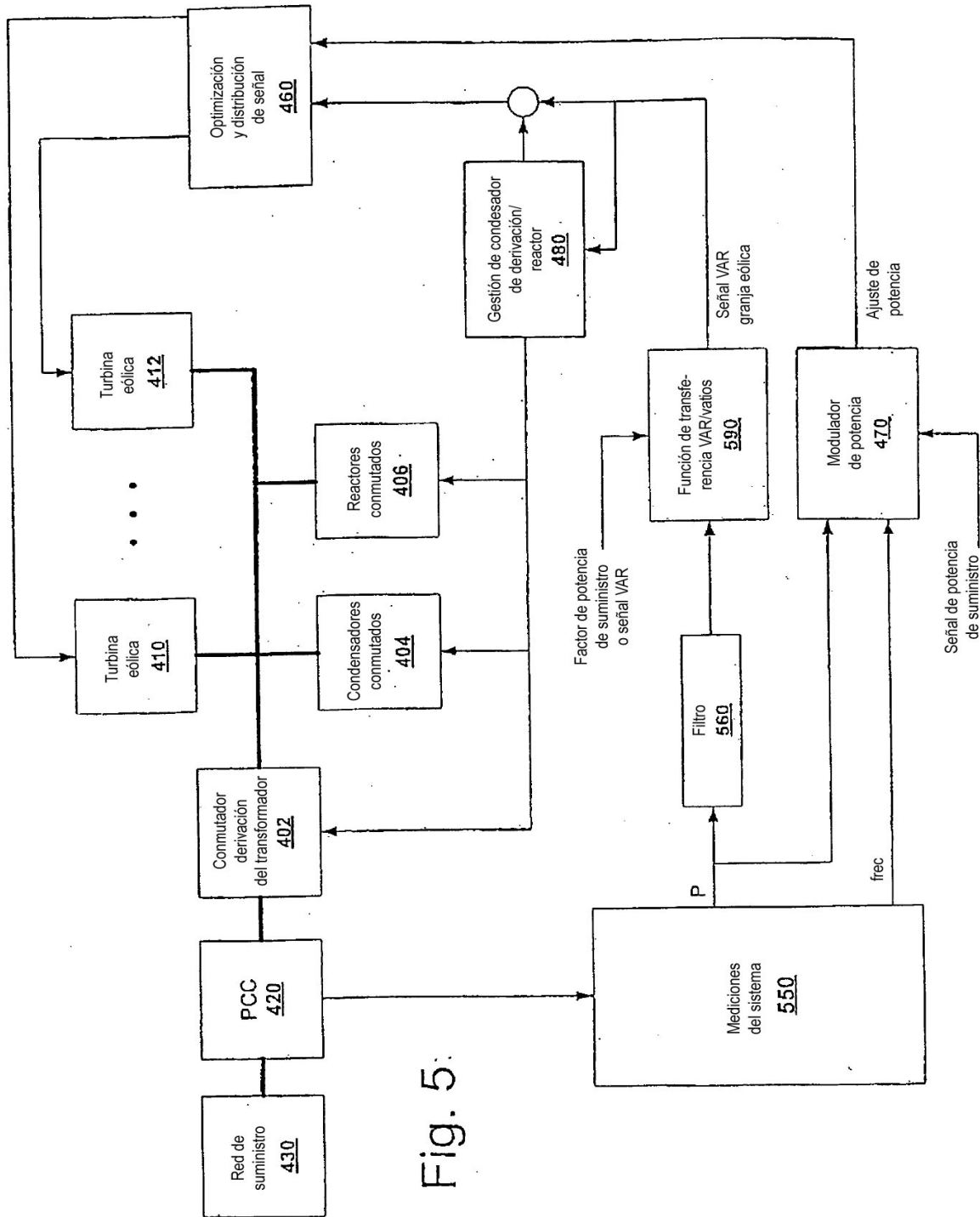


Fig. 5:

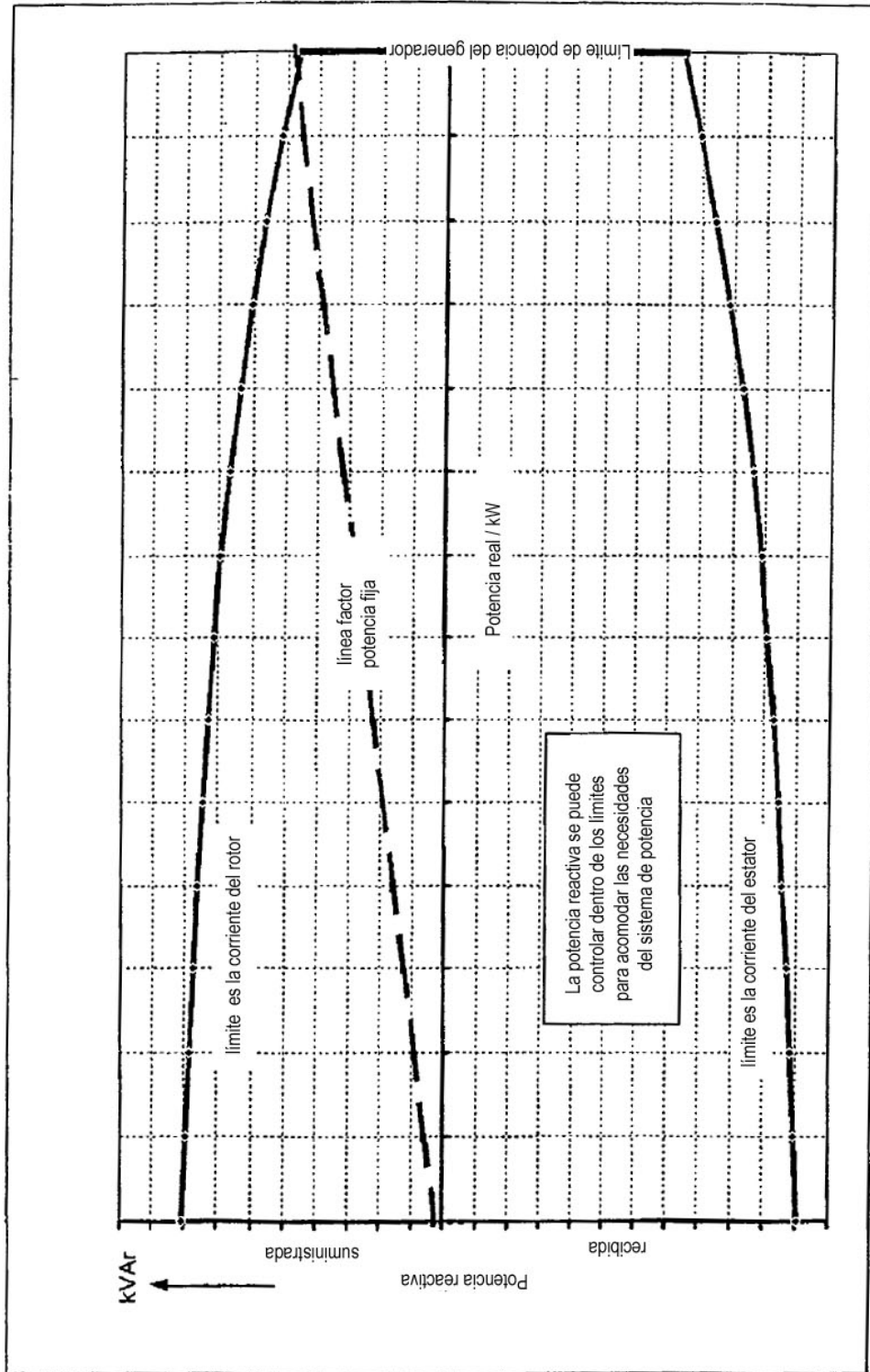


FIG. 6

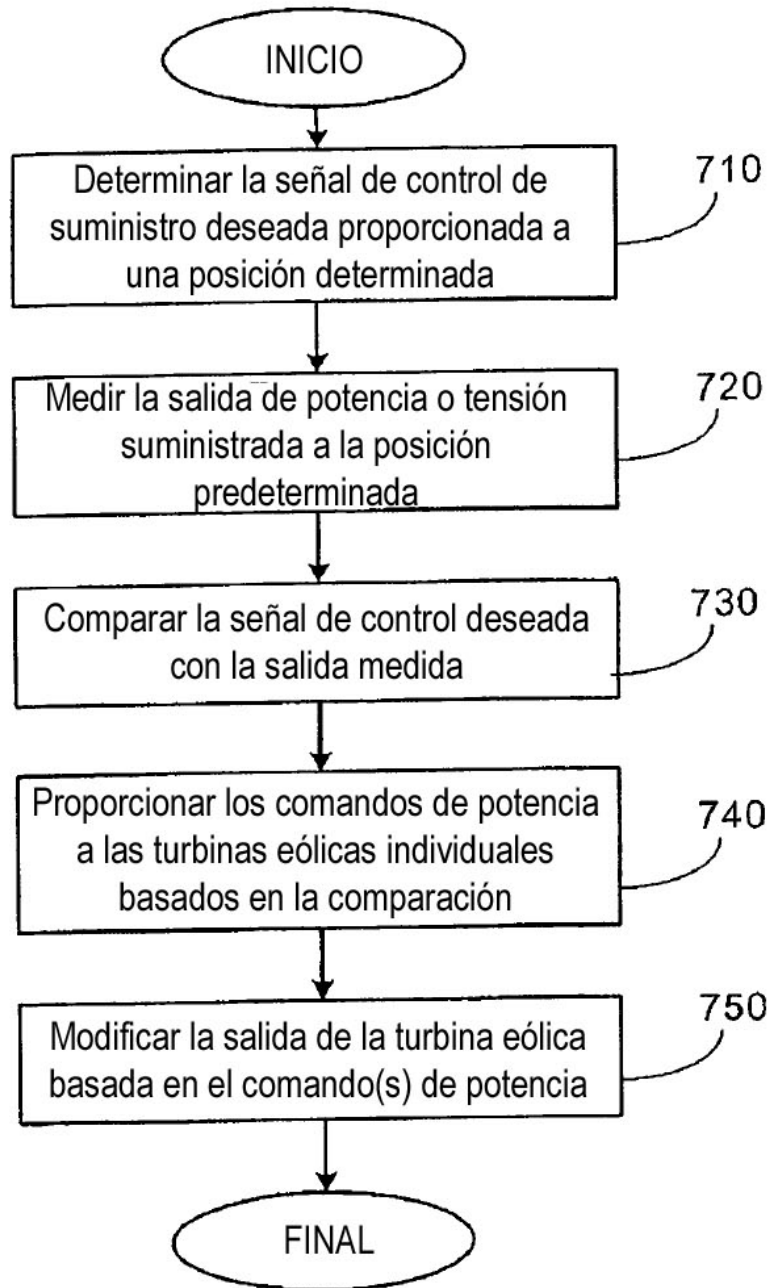


FIG. 7

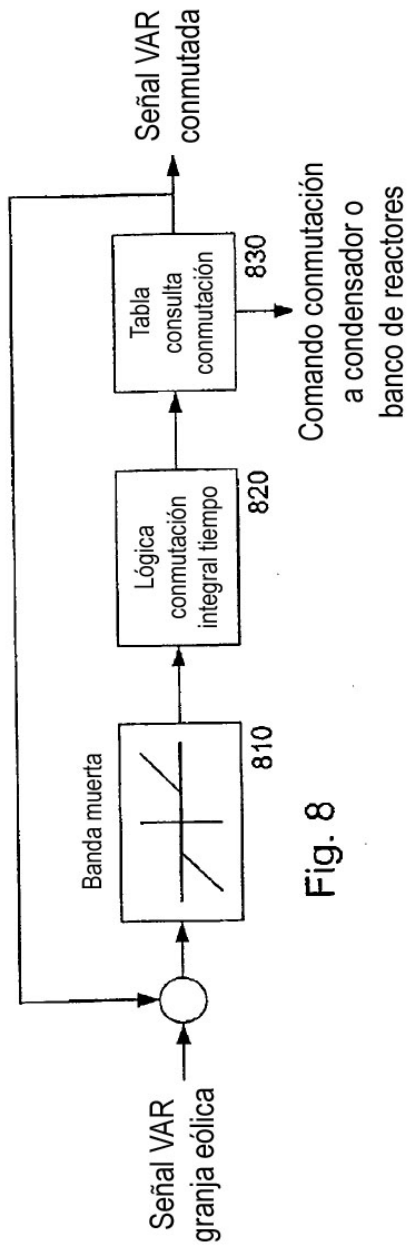


Fig. 8

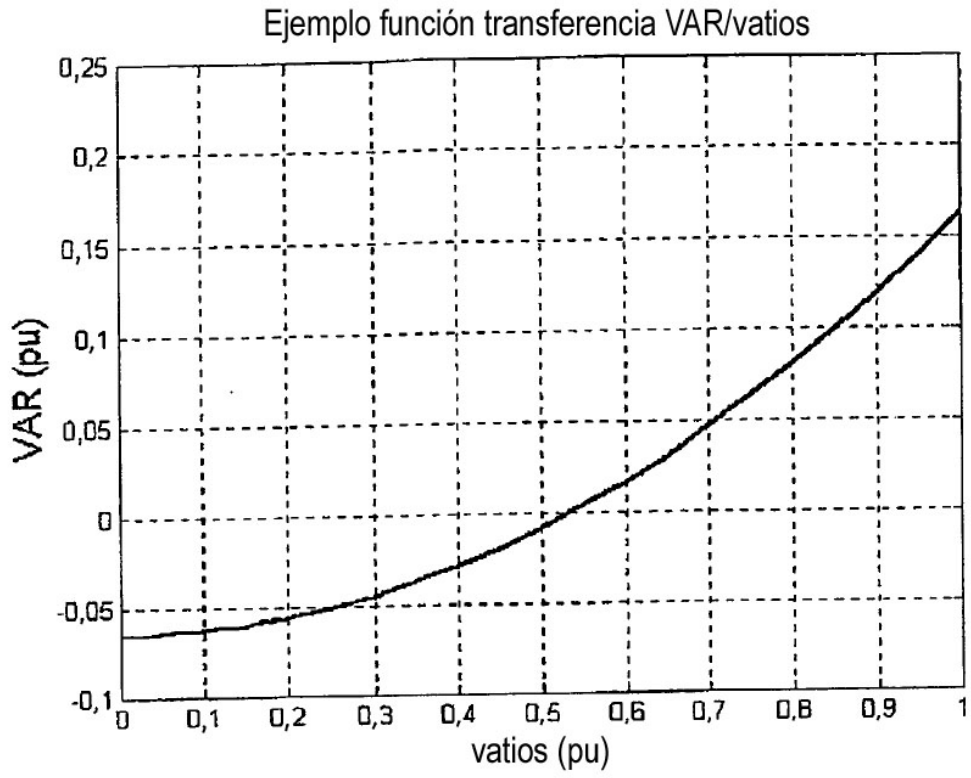


Fig. 9

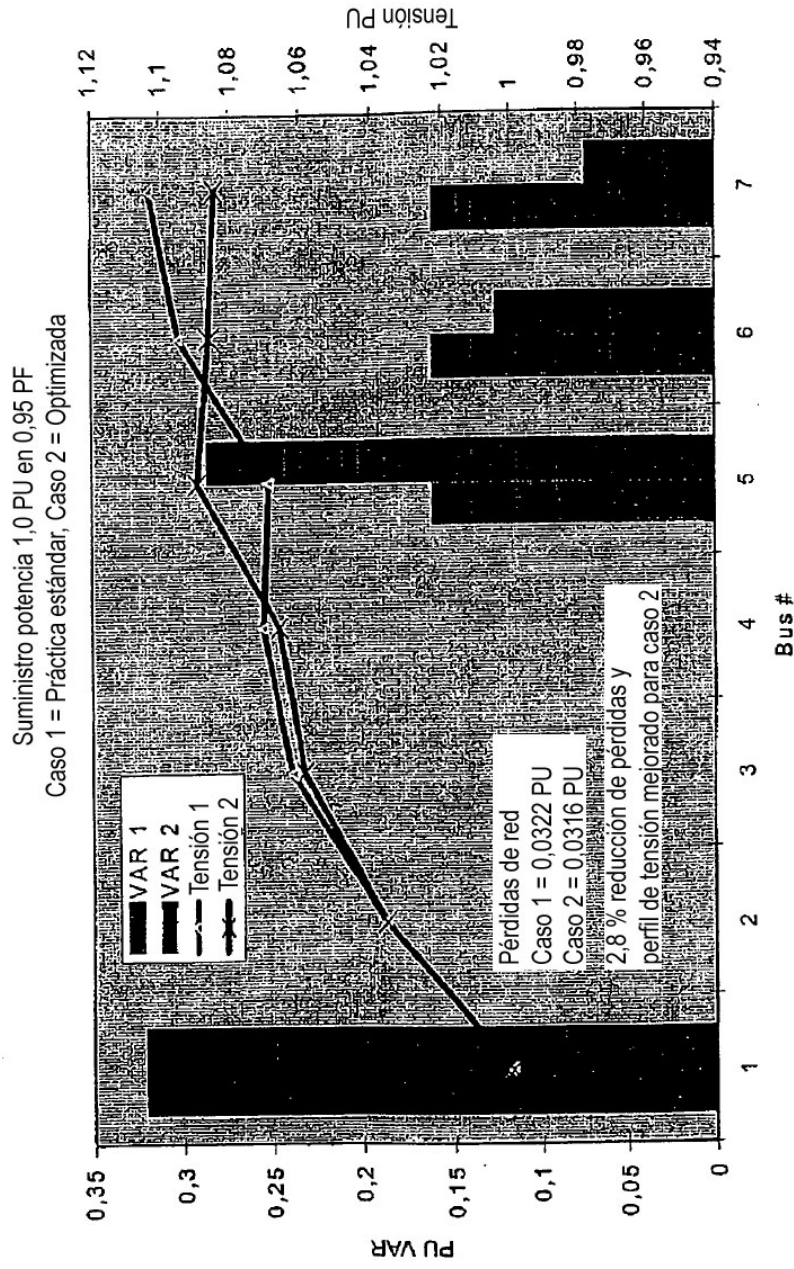


Fig. 10

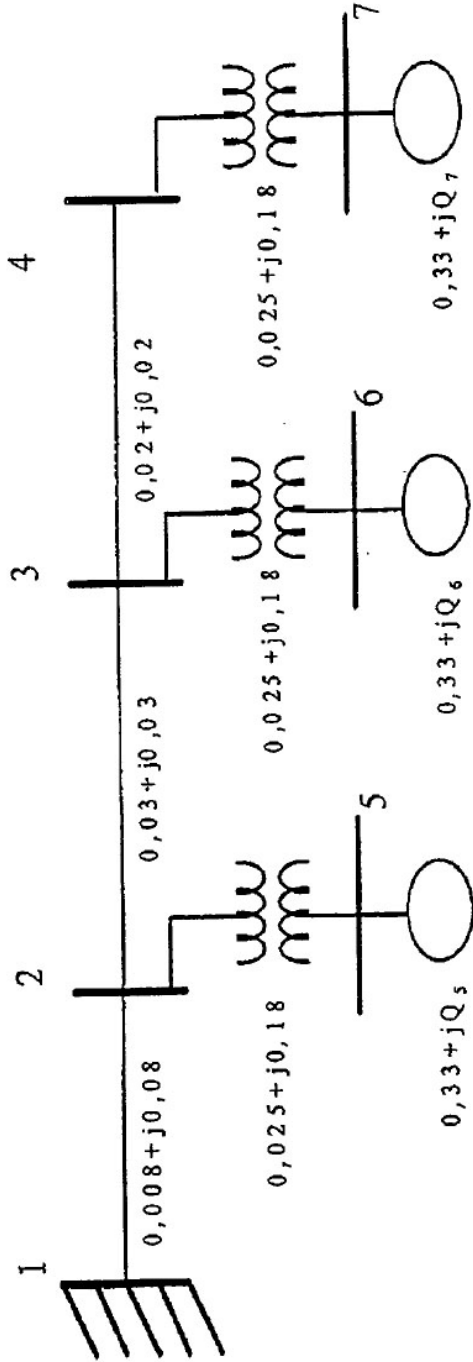


Fig. 11

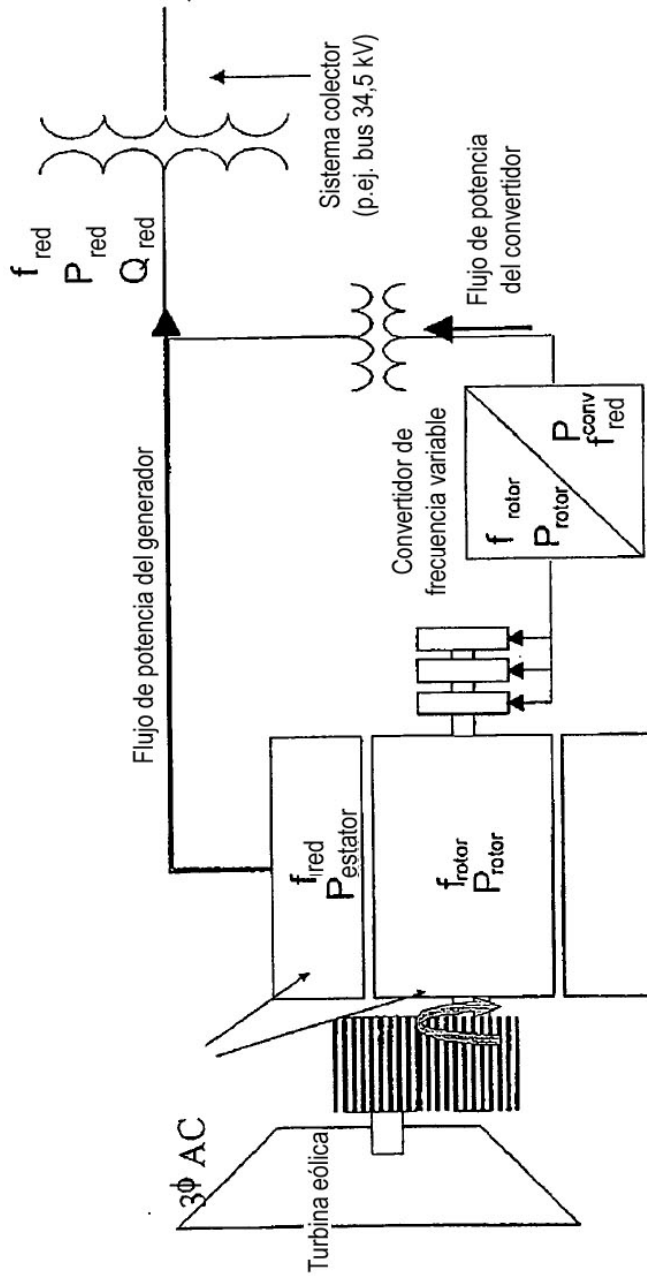


Fig. 12