

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 383 849**

51 Int. Cl.:

**H02P 9/00** (2006.01)

**F03D 9/00** (2006.01)

**G01R 21/127** (2006.01)

**H02J 3/18** (2006.01)

**H02J 3/42** (2006.01)

**H02P 9/26** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA MODIFICADA  
TRAS OPOSICIÓN

T5

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.12.2008 E 08865971 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea modificada tras oposición: **14.10.2015 EP 2227856**

54 Título: **Aparato y procedimiento para controlar la potencia reactiva de un grupo de turbinas eólicas conectadas a una red eléctrica**

30 Prioridad:

**28.12.2007 US 9596**

**28.02.2008 DK 200800284**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente modificada:  
**27.11.2015**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**

**Hedeager 42**

**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**JØRGENSEN, ALLAN HOLM;**

**HELLE, LARS y**

**SCHAIER, LEONARD**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**DESCRIPCIÓN**

Aparato y procedimiento para controlar la potencia reactiva de un grupo de turbinas eólicas conectadas a una red eléctrica

**Campo de la invención**

- 5 La presente invención se refiere al control de la potencia reactiva de un grupo de turbinas eólicas para controlar el voltaje en una red eléctrica, y más concretamente, a un aparato y a un procedimiento para controlar la contribución de potencia reactiva de turbinas individuales en el grupo utilizando un control de encendido-apagado en lugar de un control lineal de cada turbina.

**Antecedentes de la invención**

- 10 Una turbina eólica es un dispositivo de conversión de energía que convierte energía cinética del viento en energía eléctrica para su uso por clientes conectados a una red de distribución eléctrica. Este tipo de conversión de energía implica típicamente utilizar el viento para hacer girar las palas de la turbina que, a su vez, gira el rotor de un generador eléctrico de AC, bien directamente o a través de una caja de engranajes.

- 15 La potencia eléctrica disponible de un generador accionado por viento y suministrada a una red de distribución es una función de la potencia disponible del viento, su velocidad, las pérdidas en la red y las características del sistema de distribución y de las cargas conectadas al mismo. Debido a que la velocidad del viento y la carga fluctúan, los niveles de voltaje en la red varían. Igualmente, como la mayoría de los componentes de transmisión de potencia eléctrica tienen una componente reactiva significativa; los voltajes en la red son función igualmente de las características reactivas de cargas y componentes conectados a la red.

- 20 Para evitar daños al equipo, el voltaje de red debe ser mantenido dentro de ciertas tolerancias. Un procedimiento de soportar un control de voltaje de red es el uso de suministradores o absorbentes de cantidades variables de potencia reactiva para compensar los cambios en voltaje debidos a la naturaleza reactiva de la red. Cuando las líneas aéreas son principalmente inductivas, por ejemplo, un dispositivo pasivo tal como un inductor absorbe potencia reactiva y tiende a disminuir los voltajes de red, mientras que un condensador suministra potencia reactiva lo que tiende a elevar los voltajes de red.

- 25 La salida eléctrica principal de un generador de AC es de su estator. La salida del estator puede ser conectada directamente a la red o pasar a través de un convertidor de potencia. Un generador común de los sistemas del estado de la técnica anterior es el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), en el que la salida del estator está controlada por la corriente en su rotor. El estator en tal sistema puede estar conectado directamente a la red, ya que el voltaje y la frecuencia del estator, que están controlados por el rotor, pueden ser forzados a igualar el voltaje y frecuencia de la red.

- 30 Un DFIG puede ser utilizado igualmente como un suministrador o absorbente de potencia reactiva y contribuir así al control de voltaje. El estado de la máquina depende de si el nivel suministrado de corriente del rotor es superior o inferior al que se necesita para proporcionar un flujo suficiente para generar el voltaje de salida nominal. Cuando es aplicada corriente en exceso al rotor de un DFIG, se considera que la máquina está sobreexcitada. En este estado se genera por la corriente del rotor más flujo del necesario, la máquina suministra o genera potencia reactiva del estator. Por convención, la potencia reactiva del generador se considera que es positiva (que fluye del generador) y se etiqueta típicamente como "+Q".

- 35 Si por otro lado la máquina recibe una corriente de rotor demasiado pequeña, se considera que está infraexcitada. En este estado la máquina absorbe potencia reactiva en el estator para contribuir a suministrar flujo. Por convención, la potencia reactiva se considera que es negativa (que fluye en el generador), y se etiqueta típicamente como "-Q".

- 40 Un no-DFIG tal como un generador síncrono o máquina de inducción de jaula se puede utilizar igualmente como el generador eléctrico en un sistema de turbina eólica que proporciona potencia reactiva controlada. Cuando estos tipos de máquina se utilizan en una configuración de velocidad variable, se necesita un convertidor total entre la salida del estator y una red de distribución. Los convertidores totales modernos utilizados en aplicaciones de turbina eólica utilizan dispositivos autoconmutados que permiten controlar la razón de potencia real a reactiva, así como el control de la potencia reactiva de modo sustancialmente independiente de la potencia real. Sistemas del estado de la técnica anterior divulgados en las patentes norteamericanas 5.083.039 y 5.225.712 son ejemplos de turbinas eólicas que utilizan un convertidor total y divulgan factores de potencia o control de potencia reactiva.
- 45 Asimismo, para estos sistemas la dirección del flujo de potencia reactiva (+Q o -Q) está basada en la relación de fase entre voltaje de salida y corriente, pero las convenciones relativas al signo de Q son las mismas que para generadores; +Q indica que el convertidor está suministrando potencia reactiva y -Q indica que está absorbiendo

potencia reactiva.

En algunos sistemas del estado de la técnica anterior, cuando se utilizan dos o más turbinas en una granja eólica un sistema de control determina una potencia reactiva concreta para la granja o parque eólico que está basada bien en un voltaje detectado o en una orden del operador del sistema, o en ambos. En este caso, cada turbina eólica proporciona sustancialmente la misma cantidad de potencia reactiva. Esto es, la potencia reactiva requerida total dividida por el número de turbinas proporciona el soporte de potencia reactiva.

Alternativamente, cada turbina eólica en un parque puede ajustar su salida de potencia reactiva en base al propio voltaje detectado (que es transmitido a cada turbina), sin una conversión intermedia a un nivel de potencia reactiva para el parque. Un ejemplo es la turbina del estado de la técnica anterior divulgada en la patente norteamericana nº 6.965.174. Como se divulga en la misma, la turbina utiliza un sistema de control que aumenta y disminuye linealmente un ángulo de fase entre salida real y reactiva de cada turbina eólica individual una vez el voltaje detectado se encuentra fuera de una banda muerta.

Con el uso creciente de potencia eléctrica generada por turbinas eólicas, la cantidad de potencia real y de potencia reactiva suministrada por turbinas eólicas ha aumentado, y el papel de la turbina en el control del funcionamiento de la red se ha vuelto de mayor importancia. Además, con el número siempre creciente de turbinas eólicas agrupadas en parques eólicos, hacer que cada turbina individual controle su potencia reactiva en paralelo con todas las otras puede conducir a interacciones indeseables del sistema de control. Sistemas del estado de la técnica anterior tales como los divulgados en las patentes norteamericanas nº 5.083.039, 5.225.712, 6.137.187 y 4.924.684 divulgan disposiciones que controlan la potencia reactiva, aunque lo hacen en base a cada turbina.

De acuerdo con modos de realización de la presente invención, el control de potencia reactiva es proporcionado por el control de encendido-apagado de un valor prealmacenado en base a una capacidad de potencia reactiva global de un grupo de turbinas. Esta aproximación simplifica el diseño del parque eólico y reduce la carga en el sistema de transmisión de datos SCADA. Esta carga reducida resulta de la eliminación de una necesidad de comunicar continuamente a cada turbina un requerimiento de potencia reactiva o una muestra del voltaje que va a ser controlado.

### Descripción de la invención

La invención se define precisamente en la reivindicación de procedimiento 1 y la reivindicación de sistema 5. Las reivindicaciones dependientes recitan modos de realización ventajosos de la invención.

La presente invención proporciona un control incremental de potencia reactiva ordenando la activación o desactivación de la salida de potencia reactiva de una o más turbinas, generalmente de una turbina cada vez, a medida que varía el voltaje de red u otras necesidades. En un modo de realización preferido, el número de turbinas eólicas activadas para proporcionar potencia reactiva es proporcional a la potencia reactiva total disponible y a la desviación de voltaje de un valor nominal.

La potencia reactiva que va a ser suministrada es una función tanto del voltaje detectado en un punto de conexión común (PCC), algún otro punto en una red, un valor compuesto basado en un número de mediciones de voltaje o como resultado de una combinación de mediciones de voltaje y necesidades del sistema determinada por un distribuidor de potencia.

Un agrupamiento de turbinas eólicas que participan en el soporte de necesidades de potencia reactiva se denomina aquí como grupo. Si por ejemplo hay 100 turbinas eólicas en una granja eólica o colección de granjas eólicas, pero sólo 80 de estas turbinas están asignadas, si se invocan, para proporcionar potencia reactiva, entonces el grupo tiene 80 turbinas.

Un controlador de parque mantiene un mapa/tabla de grupo que define las turbinas actualmente asignadas al grupo y el orden en el que las turbinas en el grupo son invocadas para contribuir con su potencia reactiva disponible.

En un modo de realización, se consigue la compensación de voltaje al activar un número variable de turbinas eólicas tal que cada turbina proporciona una fracción de la potencia reactiva necesaria para proporcionar un cambio de voltaje. Por ejemplo, si la población total de turbinas eólicas fuera de 100 turbinas eólicas, y 80 de aquellas turbinas eólicas estuvieran asignadas al control de voltaje, y además cada una de aquellas turbinas eólicas pudiera generar o absorber 1000 kVAr, entonces las 80 turbinas eólicas podrían generar o absorber hasta 80.000 kVAr u 80 MVar en incrementos de 100 kVAr.

Un controlador de parque comprende una característica de estatismo y un flujo de lógica almacenados en un ordenador. Mientras que la característica de estatismo proporciona una relación lineal entre el voltaje en el PCC y

la potencia reactiva, el flujo de lógica programado rompe el requerimiento de potencia reactiva en etapas discretas de modo que puedan ser activadas turbinas individuales para proporcionar potencia reactiva, o desactivadas según se requiera. Las etapas son iguales preferiblemente a la potencia reactiva nominal de cada turbina y para el caso anterior es 100 kVAr.

5 La secuencia y uso de turbinas individuales es definida en un mapa/tabla de grupo que define el orden de activación de cada turbina. En un modo de realización preferido, una posición de turbina en el mapa puede ser alterada para conseguir el mismo desgaste o u desgaste variable en las turbinas en el grupo o para facilitar el mantenimiento. Por razones de mantenimiento y otras se pueden añadir o retirar turbinas del grupo.

10 La posición en el mapa de cada unidad de turbina es controlada por un programa de gestión que se posiciona preferiblemente de modo jerárquico tomando en consideración rutinas de mantenimiento, desgaste, u otros criterios tales como los establecidos por el operador de la granja eólica. Igualmente, una posición de turbina en el mapa puede ser determinada automáticamente bajo control de un programa de ordenador mediante el que se tiene en consideración tiempo en línea, salida de potencia, condiciones medioambientales, etc. o combinaciones pesadas de todos o parte de tales parámetros o condiciones.

15 Una turbina específica puede estar programada, por ejemplo, para ser activada para pequeños valores de desviaciones de voltaje para ciertos períodos de tiempo, y para mayores desviaciones para otros períodos de tiempo. Aquellas turbinas que son activadas para pequeños cambios de voltaje estarán proporcionando potencia reactiva más a menudo que aquellas que son activadas tan sólo para mayores desviaciones y la rutina de mantenimiento puede ser ajustada de acuerdo con el uso. Como se apuntó, de vez en cuando una turbina puede  
20 ser retirada del grupo, por ejemplo para permitir el mantenimiento, y puede ser sustituida por otra turbina que no estaba previamente en el grupo.

Señales no continuas relativas a potencia reactiva son enviadas a una turbina en el grupo. Para sistemas orientados a bus es necesario indicar tan sólo la turbina concreta que se va activar y proporcionar dos bits de información. Estos bits definen el signo de la potencia reactiva y si una turbina está desactivada. Además, aunque  
25 el modo de realización preferido utiliza un SCADA para transmitir las señales de encendido-apagado a cada turbina en un grupo, otros modos de realización pueden utilizar otras trayectorias para el control de potencia reactiva para disminuir el tiempo de respuesta y aprovecharse de la inmunidad al ruido inherente disponible generalmente con paquetes sencillos de datos.

Aunque el modo de realización preferido describe el voltaje que va a ser controlado típicamente como el voltaje en el PCC (punto de conexión común), llevado a cabo su control en el parque con respecto a ese punto de medición, estará fácilmente dentro del conocimiento del experto en la técnica medir o calcular el voltaje en la red de modo remoto del PCC y proporcionar potencia reactiva calculada en base a esa información de voltaje.  
30

### Breve descripción de los dibujos

En referencia a las figuras en las cuales números similares se refieren a elementos similares:

35 La fig. 1 es una ilustración de un conjunto de turbina eólica típico.

La fig. 2 es un diagrama de bloques que muestra porciones principales de la turbina eólica situadas bajo la góndola.

La fig. 3 es una representación de bloques de un parque eólico.

La fig. 4 es una ilustración gráfica que muestra la potencia reactiva como función del voltaje de red.

40 La fig. 5 es una representación gráfica de las capacidades de potencia reactiva de un generador de AC del estado de la técnica anterior.

La fig. 6 es un diagrama de flujo que ilustra el flujo de lógica preferido para la presente invención.

La fig. 7 es una tabla que ilustra un mapa de grupo preferido para la presente invención.

45 Las figs. 8-10 son diagramas de bloques de turbinas eólicas del estado de la técnica anterior, dotada cada una con el sistema de control de la presente invención.

Aunque la invención es susceptible de diversas modificaciones y formas alternativas, en los dibujos han sido mostrados modos de realización específicos a modo de ejemplo y se describirán en detalle a continuación. Debe ser entendido, sin embargo, que la invención no pretende estar limitada a las formas particulares divulgadas. Antes bien, la invención cubre todas las modificaciones, equivalentes, y alternativas que caigan dentro del espíritu y el

ámbito de la invención como se define en las reivindicaciones adjuntas.

**Descripción detallada de los dibujos**

La fig. 1 ilustra una turbina eólica 10 soportada sobre una torre 20 y una góndola de turbina eólica 30 situada en la parte superior de la torre.

5 Un rotor de turbina eólica que tiene tres palas de turbina eólica 25 se muestra en la fig. 1 conectado al cubo 24 mediante mecanismos de paso 26. Cada mecanismo de paso 26 incluye un cojinete de pala y unos medios de accionamiento de paso que permiten que la pala pase. El proceso de paso está controlado por un controlador de paso. Detalles de los cojinetes de pala, medios de accionamiento de paso y controlador de paso (no mostrado) son bien conocidos en la técnica.

10 La fig. 2 muestra elementos principales de una turbina eólica emplazada bajo/en la góndola 30 en forma de diagrama de bloques. Las palas 25 accionan mecánicamente un generador 34, a través de una caja de engranajes 32, cuya salida es alimentada a un transformador y bloque de conmutación 36, y a continuación a una subestación del parque eólico 210 (mostrada en la fig. 3) y a una red eléctrica (no mostrada).

15 La salida del generador 34 es controlada mediante un controlador de potencia de rotor 38 que responde a un controlador de potencia reactiva 40 y a un controlador de potencia real 48. El convertidor de potencia de rotor 38 eleva/convierte las señales de los controladores 40 y 48 a un nivel adecuado para accionar el rotor del generador 34. Las señales para el convertidor de potencia de rotor 38 se desarrollan a continuación.

20 Un controlador de parque 58 situado en una subestación de parque 210 (mostrada en la fig. 3) comprende una característica de estatismo (mostrada en la fig. 4), un diagrama de flujo lógico (mostrado en la fig. 6) y un mapa del grupo (mostrado en la fig. 7). Aunque la característica de estatismo proporciona una relación lineal entre el voltaje en el PCC y la potencia reactiva, el flujo de lógica programado de la fig. 6 rompe el requerimiento de potencia reactiva en etapas discretas de modo que pueden ser activadas turbinas individuales para proporcionar potencia reactiva, o desactivadas según se requiera.

25 El mapa de grupo de la fig. 7 proporciona un listado ordenado de las turbinas en un grupo y la cantidad y signo de la potencia reactiva esperada de cada turbina en el grupo (en la fig. 3 se muestra un grupo 212). Como se muestra en la fig. 7, si las memorias del convertidor de señal 50 que contienen valores positivos de turbinas en valores de índice 1, 2 y 3 son activadas, entonces el grupo está produciendo + 1800 vars. Igualmente, si las memorias negativas del convertidor de señal 50 de las mismas turbinas fueran activadas, entonces el grupo está absorbiendo 2250 vars.

30 El controlador de parque 58 recibe una señal representativa de una medición de voltaje en un PCC 60 ( $V_{PCC}$ ), en la red, o de un valor compuesto basado una pluralidad de mediciones de voltaje a través de una línea de señal 62. Igualmente, una línea 64 puede recibir un comando de potencia reactiva determinado por un operador del sistema ya sea como un valor concreto de vars o en la forma de un valor de factor de potencia que puede ser convertido a continuación a un valor de var. Este último valor de potencia reactiva puede actuar como una polarización para los incrementos de potencia reactiva controlados por las señales de encendido-apagado del controlador de parque 58.

40 La cantidad total de potencia reactiva requerida para cada valor muestreado de  $V_{PCC}$  se identifica utilizando la característica de tipo de estatismo en la fig. 4. Esta característica incluye una región que muestra una generación aumentada de potencia reactiva a medida que el voltaje de red cae (Región I), una región de nivel de potencia reactiva sustancialmente fijo (Región II) y una región en la que un aumento de voltaje de red demanda una absorción aumentada de potencia reactiva (Región III).

Utilizando la notación de la fig. 4 y la geometría de triángulos similares encontramos que la relación entre la potencia reactiva y cambios de voltaje de red en la Región III es como sigue:

$$Q_{\text{estatismo}} - Q_{\text{nominal}} = (Q_{\text{max}} - Q_{\text{nominal}}) / (V_{\text{límite superior max}} - V_{\text{límite}}) * (V_{\text{real}} - V_{\text{límite superior}}) \quad [1]$$

45 en donde  $Q_{\text{estatismo}}$  es el valor de Q definido en  $V_{\text{real}}$ ,  $(Q_{\text{estatismo}} - Q_{\text{nominal}})$  es la cantidad total de potencia reactiva absorbida a medida que el voltaje en la red sube de  $V_{\text{nominal superior}}$  a  $V_{\text{real}}$  y  $(Q_{\text{max}} - Q_{\text{nominal}})$  es el máximo cambio de potencia reactiva disponible para un grupo para cubrir un intervalo de voltaje de  $V_{\text{límite superior}}$  a  $V_{\text{límite superior max}}$ . El intervalo de  $V_{\text{límite superior}}$  a  $V_{\text{límite superior max}}$  está indicado por la línea 230 y tiene preferiblemente un valor del 5 % de  $V_{\text{nominal}}$ , mientras que el intervalo de  $V_{\text{real}} - V_{\text{límite superior}}$  se indica mediante la línea 240.

50 La fig. 5 ilustra la salida de potencia real y reactiva de un DFIG del estado de la técnica anterior que funciona a velocidad síncrona o por debajo de la misma. Como se muestra en la fig. 5, el generador funcionando a potencia nominal puede generar 600 kvars (y absorber aproximadamente 750 kvars), de modo que el grupo 212 de la fig. 3 pueda generar un total de 80 x 600 kvar o 48.000 kvars. Por lo tanto, con un voltaje nominal de 10 kV en el PCC y

una  $Q_{\text{nominal}} = 0$  para el grupo y la granja, el número de vars absorbidos por el grupo como función del voltaje real en el PCC viene dado por:

$$Q_{\text{estatismo}} = -48 \text{ MVar } (V_{\text{real}} - V_{\text{límite superior}}) / (0,05 \times 10.000) = -96 \text{ kvar } (V_{\text{real}} - V_{\text{límite superior}}) \quad [2]$$

5 El cambio de potencia reactiva requerido para la Región I en la que el voltaje de red está por debajo de  $V_{\text{nominal inferior}}$  y en descenso se desarrolla de un modo similar y da como resultado:

$$Q_{\text{estatismo}} = 60 \text{ MVar } (V_{\text{real}} - V_{\text{límite inferior}}) / (0,05 \times 10.000) = 120 \text{ kvar } (V_{\text{real}} - V_{\text{límite inferior}}) \quad [3]$$

en donde de nuevo se asume  $Q_{\text{nominal}}$  como cero y  $V_{\text{límite inferior mínimo}} - V_{\text{límite inferior}} = 0,05 \times 10.000$ .

10 Una decisión de encender (activar) o apagar (desactivar) el valor de potencia reactiva asignado a una turbina concreta se lleva a cabo utilizando valores calculados de las ecuaciones 2 o 3, como sea apropiado, y la lógica de la fig. 6. Dicho simplemente, una implementación sustancialmente como la ofrecida en la fig. 6 no permitirá un cambio de valor de índice o desactivación a menos que el voltaje en el PCC varíe lo suficiente para requerir un cambio en la potencia reactiva del grupo igual o superior al nivel reactivo almacenado en la memoria de la siguiente turbina que va a ser activada, o, en el caso de una desactivación, sea superior o igual al valor de potencia reactiva suministrado por la última turbina activada.

15 Cuando una turbina siguiente va a ser activada o una turbina actualmente activada se va a desactivar, la dirección de la turbina que va a ser activada o desactivada es leída de una tabla 7, un código de dos bits que define si se genera una potencia reactiva positiva, negativa o ninguna, y se envía el código, junto con un identificador o etiqueta de función que identifica el código como relativo a salida de potencia reactiva, a la turbina que va a ser controlada.

20 El código de dos bits generando en el controlador de parque 58 es recibido por un convertidor de señal 50 a través de la interfaz de SCADA 56 y la línea de señal 52. El convertidor de señal 50 comprende dos posiciones de memoria para almacenar un valor positivo y uno negativo de potencia reactiva. El convertidor de señal 50 es descrito más adelante en un párrafo que sigue.

25 En un modo de realización preferido, todas las turbinas eólicas en un grupo tendrán sustancialmente los mismos valores almacenados en su memoria del convertidor de señal 50 asociada con potencia reactiva positiva y un valor diferente en memoria asociada con potencia reactiva negativa. Este es el caso para el modo de realización preferido ya que, como se puede observar del generador del estado de la técnica anterior de la fig. 5 y se discutió anteriormente, su capacidad de suministrar potencia reactiva positiva es diferente de su capacidad de absorber potencia reactiva.

30 Como se muestra en la fig. 5, si la demanda de potencia real es menor debido a condiciones de viento bajo o a un ajuste de potencia máxima reducido comunicado por el operador del sistema, el generador de la fig. 5 puede suministrar hasta 1500 kvar. Igualmente, condiciones ambientales locales, tales como temperaturas ambiente consistentemente altas o bajas, pueden hacer aconsejable cambiar las capacidades de potencia reactiva globales para cada turbina. Por lo tanto, el aparato y el procedimiento pueden incluir la capacidad de cambiar, mediante, 35 por ejemplo, la señal de SCADA, los valores preestablecidos almacenados en cada turbina eólica debido a estos factores.

40 Igualmente, en un modo de realización alternativo el SCADA puede descargar diferentes valores de potencia reactiva para cada turbina eólica en un grupo para permitir diferentes formas de la curva de estatismo a medida que el controlador de parque 58 activa diferentes turbinas en un grupo 212. Con esta configuración es posible ofrecer otros perfiles para proporcionar ya sea más o menos compensación en un cierto intervalo de voltajes, o para crear características de compensación no lineales.

45 La señal que es alimentada al controlador de potencia real 48 incluye una referencia de potencia real 42 (que puede ser desarrollada de la velocidad del viento) y un límite de potencia externo 44. El límite de potencia externo 44 puede suprimir la referencia de potencia real 42, como por ejemplo en el caso de condiciones de viento elevado o condiciones potencialmente dañinas para la red, o cuando es deseable limitar la potencia real máxima de modo que la absorción o producción de potencia reactiva pudiera ser maximizada como se describió anteriormente.

50 El convertidor de señal 50 decodifica el código de dos bits recibido de la interfaz de SCADA 56 y convierte el código en un comando para señalar el convertidor 50 para que saque los contenidos de una de sus dos memorias (una para una potencia reactiva positiva y una para un valor negativo de potencia reactiva), o para que saque un valor cero si una turbina va a ser desactivada. Para ahorrar ancho de banda el valor de salida de cada turbina está bloqueado y no cambia a menos que se ordene así a través del interfaz de SCADA 56.

Esta salida del convertidor de señal 50 es proporcionada preferiblemente en forma digital al controlador de

potencia reactiva 40, y tras ser procesada por el controlador de potencia reactiva 40 es alimentada a la interfaz de potencia del rotor 38 y a las conexiones de rotor (no mostradas) del DFIG 34.

5 Asimismo, se reciben señales de entrada al controlador de potencia real 48 a través de la línea de señal 54 y al convertidor de señal 50 a través de la línea de señal 52 del interfaz de SCADA 56, como lo son otros mensajes y comandos del controlador de parque 58 situado en la subestación de parque 210 mostrada en la fig. 3.

Preferiblemente, cada turbina recoge su voltaje de salida antes y después de una activación de potencia reactiva, y su salida de potencia activa cuando se activa o desactiva. Al dividir un cambio en voltaje por la potencia reactiva que lo provocó, se puede realizar una estimación de la impedancia (carga total) en el punto de medida. Esto se calcula generalmente para cada turbina.

10 Los datos pueden ser utilizados para estimar la carga en cada de turbina individual y reflejan las características de la granja y de la red como son experimentadas por cada turbina. Alternativamente, cambios en el voltaje como resultado de cambios de la potencia reactiva son medidos en el PCC y el resultado proporciona una estimación de las características de la red vista por la granja completa.

15 La medición de cambios de voltaje debidos a cambios en la potencia reactiva a diferentes niveles de potencia real proporciona información relativa a efectos de la línea de transmisión entre turbinas y el PCC, así como entre la granja en la red. Como es conocido por aquellos expertos en la técnica, los efectos de la línea de transmisión pueden ser una función de la carga de potencia real.

20 Los datos permiten monitorizar condiciones de la granja y la red, así como optimizar qué valores de potencia reactiva pueden ser contribución de cada turbina como función de su posición en la granja. Por ejemplo, cuanto más próxima esté una turbina al PCC mayor será su contribución de potencia reactiva a los cambios de voltaje en el PCC debido a condiciones de red cambiantes. Con el conocimiento de la influencia de la contribución de potencia reactiva de cada turbina al control de voltaje en el PCC, los valores de potencia reactiva asignados a cada turbina pueden ser optimizados para maximizar los beneficios de las contribuciones de cada turbina.

25 La presente invención puede ser incorporada fácilmente en una variedad de turbinas del estado de la técnica anterior, incluyendo aunque sin limitarse a aquellas descritas en las patentes norteamericanas 4.924.684 (la patente '684), 6.137.187 (la patente '187) y 5.083.039 (la patente '039). Con relación a la patente '684, la salida del bloque de convertidor de señal 50 se acoplaría con la entrada del bloque 57 mostrado en la fig. 8 (figura 1 de la patente '684). Igualmente, para el sistema de la patente '187, el bloque de convertidor de señal 50 se acoplaría preferiblemente a la entrada del bloque 627 en la fig. 9 (figura 6b de la patente '187) y estaría acoplado al bloque 30 54 de la patente '039 mostrada en la fig. 10 (figura 2 en la patente '039).

Como un experto en la técnica reconocería, y como se ha demostrado anteriormente, la presente invención es aplicable a sistemas de turbina eólica que tienen generadores seguidos por convertidores totales en los que toda la potencia a la red pasa a través del convertidor total, o a sistemas de turbina eólica que tienen convertidores parciales en los que la potencia a una red puede ser tomada de un estator y un rotor.

35 Igualmente, aunque la presente invención ha sido descrita en el contexto de controlar potencia reactiva por encima y por debajo del -5 % a +5 % de un voltaje nominal, un experto en la técnica reconocería que el intervalo podría ser diferente del -5 % a +5 %, y de hecho puede ser asimétrico o sustancialmente cero. Además, aunque la presente invención ha sido descrita utilizando voltajes máximo y mínimo de +10 % y -10 % del voltaje nominal, estos límites pueden ser diferentes igualmente.

40 Además, en modos de realización alternativos de la presente invención, la Región II de la fig. 4 se extiende a través de la Región I, por lo que la salida de potencia reactiva de un grupo sería sustancialmente constante de voltajes bajos hasta un voltaje nominal de +5 %, por ejemplo. Modos de realización alternativos que tienen diferentes intervalos para la Región II son ventajosamente configurados recalculando simplemente una característica de estatismo mientras que tener una región plana que se extiende de la Región II hasta un voltaje inferior se consigue 45 preferiblemente limitando activaciones de turbina a aquellas que mantienen la potencia reactiva total del grupo en valores en la Región II y en la Región III.

En un modo de realización alternativo adicional, las Regiones II y III de la fig. 4 se combinan y la potencia reactiva total se limita a valores en las Regiones I y II.

50 Aunque la invención sido descrita con referencia a ciertos modos de realización y a turbinas eólicas del estado de la técnica anterior, la invención no se limita a los modos de realización descritos. Modificaciones y variaciones se le podrán ocurrir a aquellos expertos en la técnica a la luz de las enseñanzas. El ámbito de la invención se define con referencia a las siguientes reivindicaciones.

**REIVINDICACIONES**

1. Un procedimiento para aumentar incrementalmente una capacidad de potencia reactiva total de un grupo de turbinas eólicas conectadas funcionalmente a una red, siendo aumentable la capacidad de potencia reactiva total de dicho grupo en etapas discretas de cantidades predeterminadas de potencia reactiva, en el que a cada
- 5 turbina eólica en dicho grupo de turbinas eólicas se le asigna un valor positivo predeterminado y un valor negativo predeterminado de potencia reactiva, comprendiendo el procedimiento las etapas de:
- generar un valor de voltaje representativo de un nivel de voltaje de red;
  - determinar un valor de potencia reactiva requerida total en base al valor de voltaje; y
  - activar al menos una turbina eólica en dicho grupo para aumentar la capacidad de potencia reactiva total
- 10 de dicho grupo de turbinas eólicas desde un valor actual hasta el valor de potencia reactiva requerida total, implicando dicha activación un encendido o apagado del valor positivo predeterminado o el valor negativo predeterminado de potencia reactiva asignada a dicha al menos una turbina eólica,
- en el que la al menos una turbina eólica activada se selecciona de un mapa de grupo, definiendo dicho mapa de grupo un orden en el cual son activadas las turbinas eólicas de dicho grupo, y en el que
- 15 cuando la al menos una turbina eólica va a ser activada
- una dirección de la al menos una turbina eólica que va a ser activada es leída del mapa de grupo,
  - un código de dos bits que define si va a ser generada una potencia reactiva positiva o negativa se envía a la al menos una turbina eólica junto con un identificador o etiqueta de función que identifica el código de dos bits como relativo a salida de potencia reactiva.
- 20 2. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que el aumento de capacidad de potencia reactiva total de dicho grupo de turbinas eólicas corresponde a una absorción aumentada de potencia reactiva.
3. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que el aumento de capacidad de potencia reactiva total de dicho grupo de turbinas eólicas corresponde a una generación aumentada de potencia reactiva.
4. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que el valor positivo predeterminado o el valor negativo
- 25 predeterminado de potencia reactiva se basa en la capacidad de potencia reactiva de la turbina eólica activada.
5. Un sistema dispuesto para aumentar incrementalmente una capacidad de potencia reactiva total de un grupo de turbinas eólicas conectadas funcionalmente a una red, siendo aumentable la capacidad de potencia reactiva total de dicho grupo en etapas discretas de cantidades predeterminadas de potencia reactiva, en el que a cada turbina eólica en dicho grupo de turbinas eólicas se le asigna un valor positivo predeterminado y un valor
- 30 negativo predeterminado de potencia reactiva, comprendiendo el sistema medios configurados para:
- generar un valor de voltaje representativo de un nivel de voltaje de red;
  - determinar un valor de potencia reactiva requerida total basado en el valor de voltaje; y
  - activar al menos una turbina eólica en dicho grupo para aumentar la capacidad de potencia reactiva total de dicho grupo de turbinas eólicas desde un valor actual hasta el valor de potencia reactiva requerida total,
- 35 implicando dicha activación un encendido o un apagado del valor positivo predeterminado o el valor negativo predeterminado de potencia reactiva asignada a dicha al menos una turbina eólica.
- en el que la al menos una turbina eólica se selecciona de un mapa de grupo, definiendo dicho mapa de grupo un orden en el cual deberían ser activadas turbinas eólicas,
- comprendiendo además el sistema medios para:
- 40 cuando la al menos una turbina eólica va a ser activada
- leer una dirección de la al menos una turbina eólica que va a ser activada del mapa de grupo,
  - enviar un código de dos bits que define si va a ser generada una potencia reactiva positiva o negativa a la al menos una turbina eólica junto con un identificador o etiqueta de función que identifica el código de dos bits como relativo a salida de potencia reactiva.
- 45 6. Un sistema según la reivindicación 5, en el que el grupo de turbinas eólicas comprende al menos 50 turbinas

eólicas.

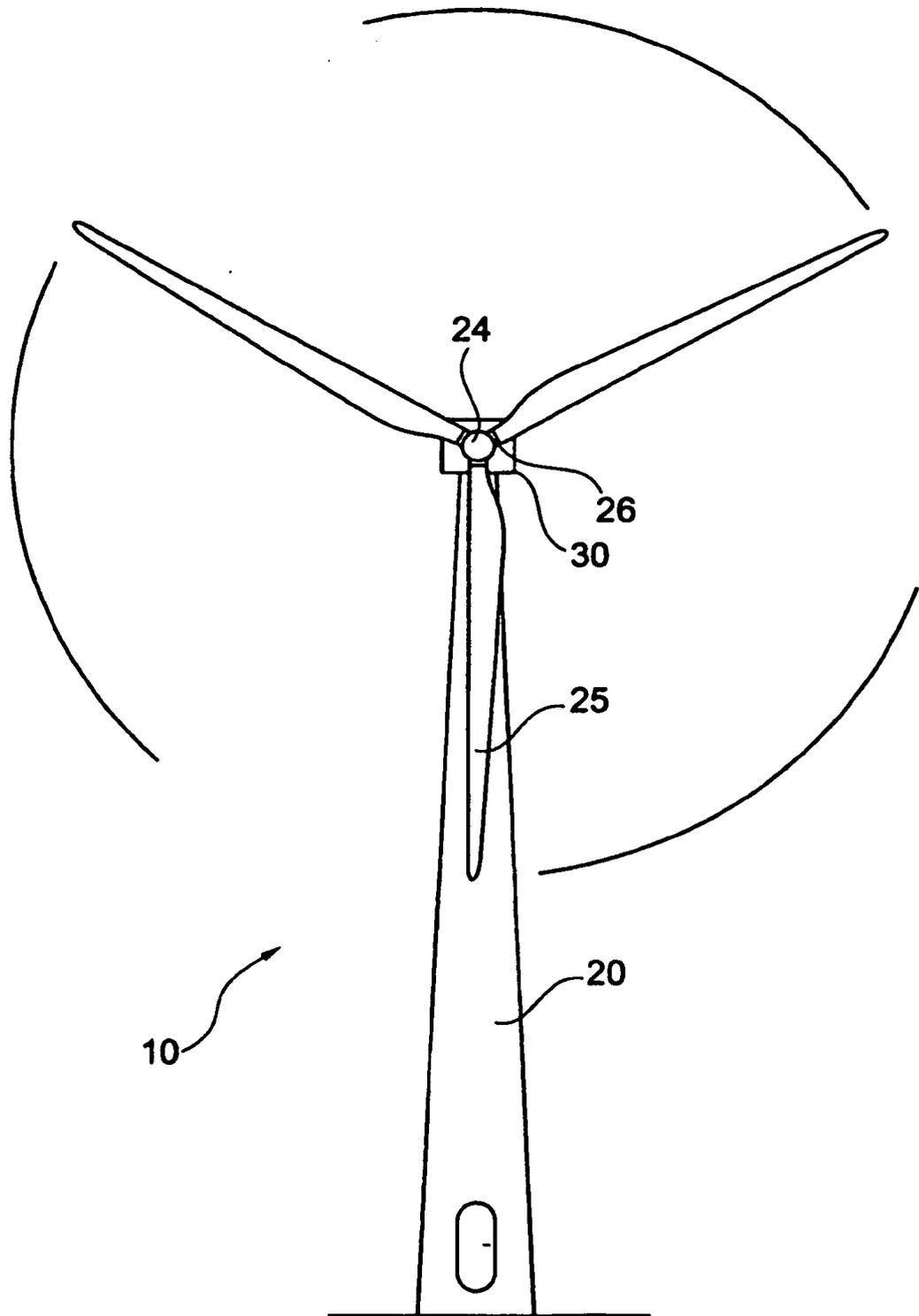


Fig. 1

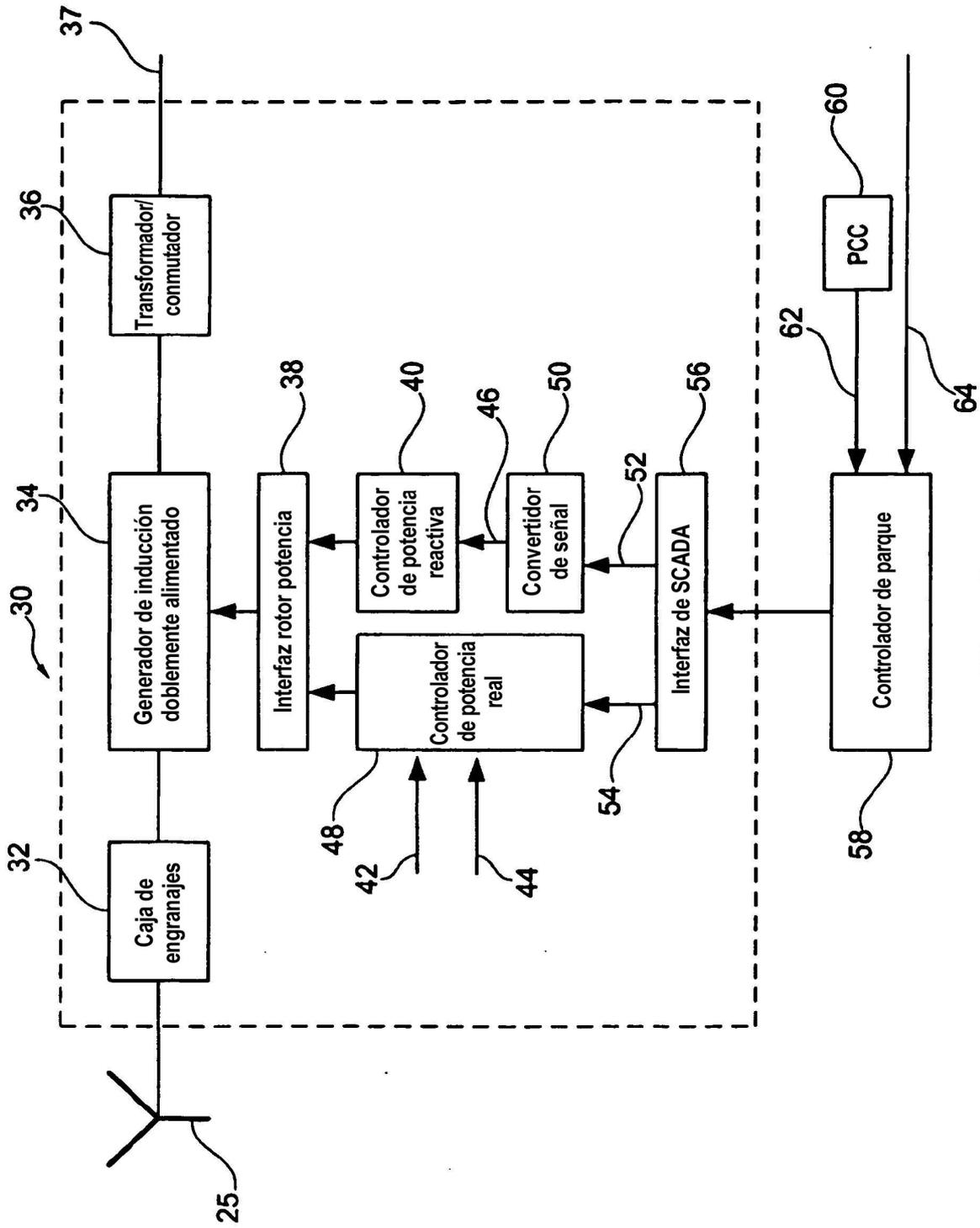


Fig. 2

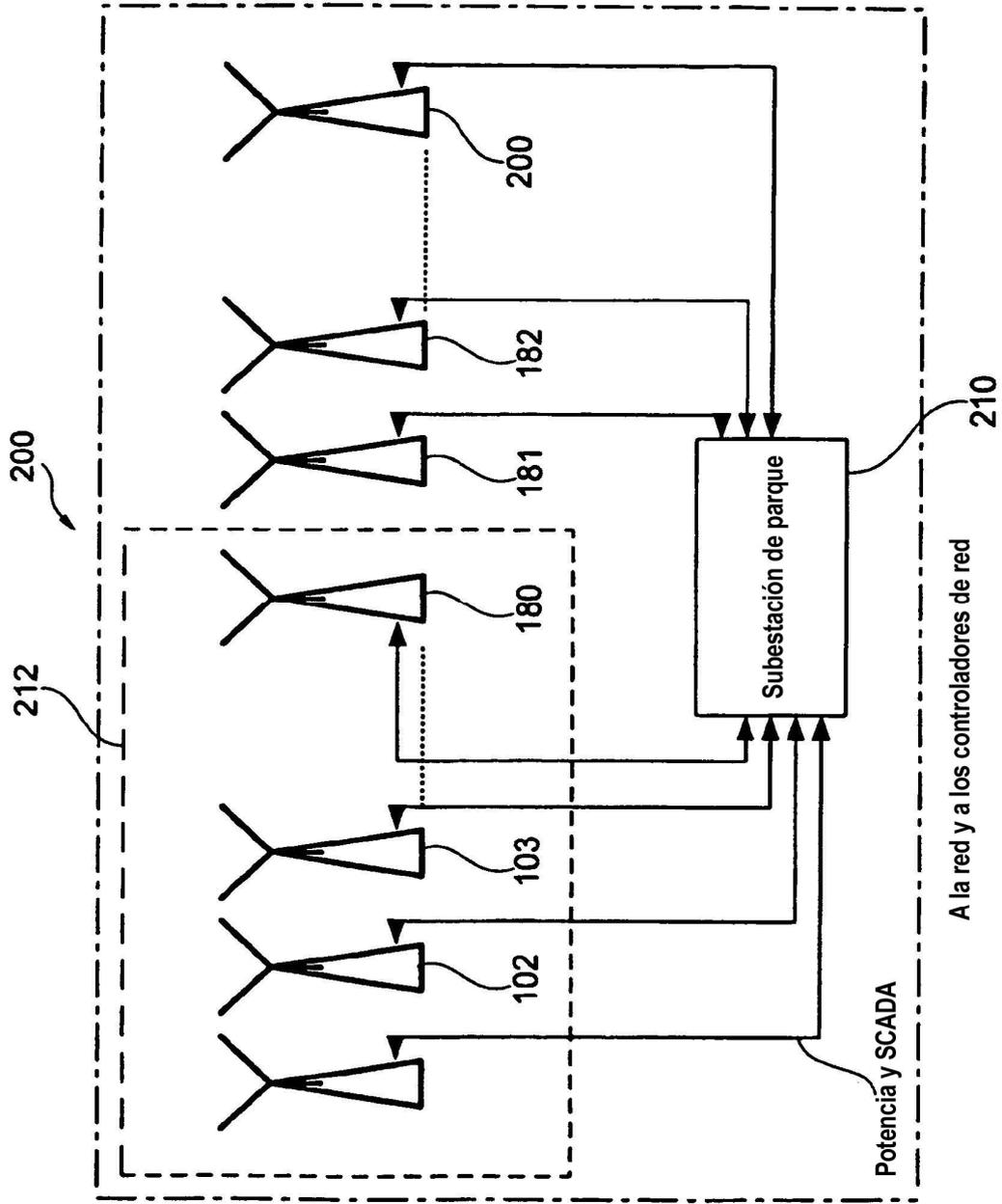


Fig. 3

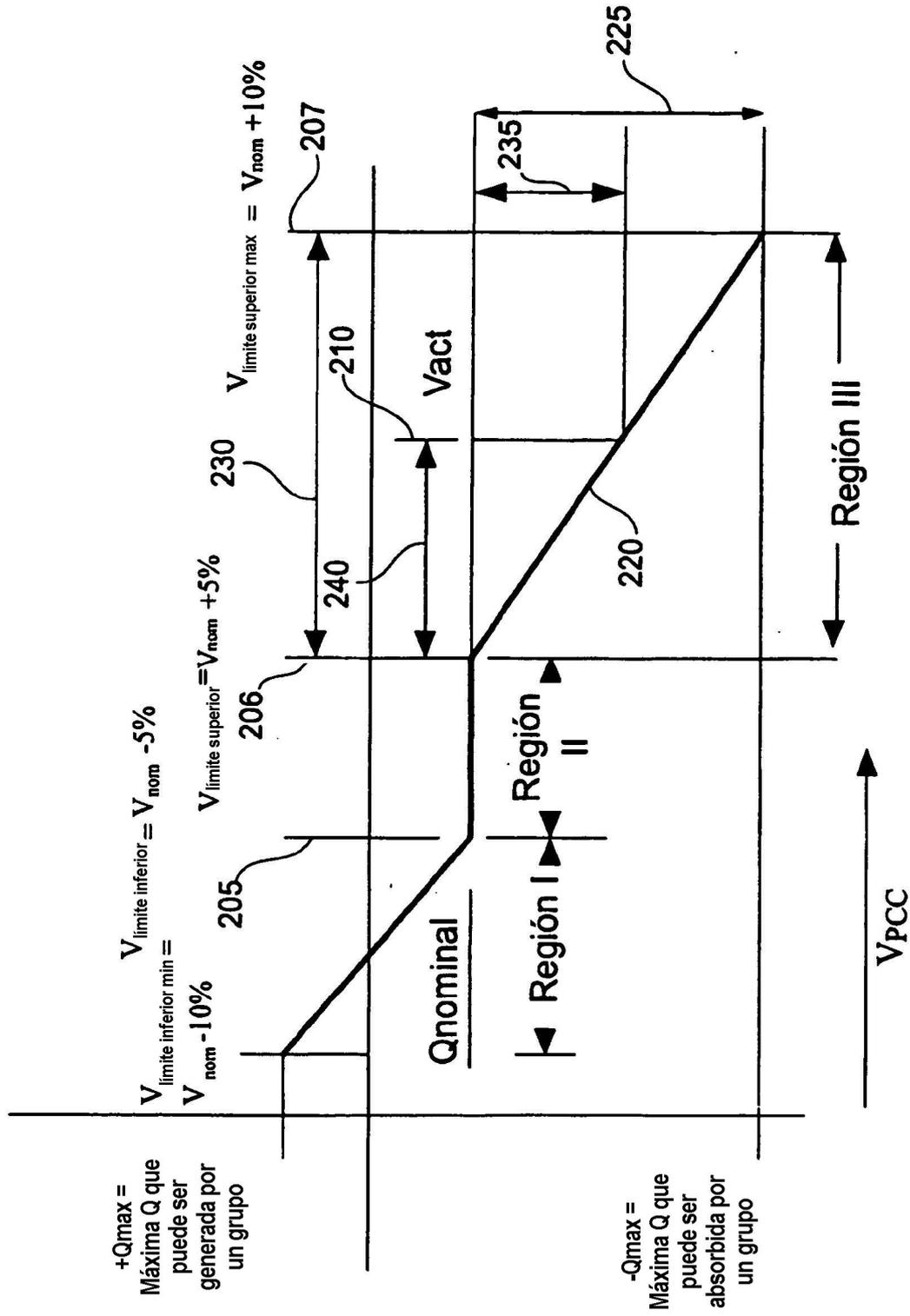


Fig. 4

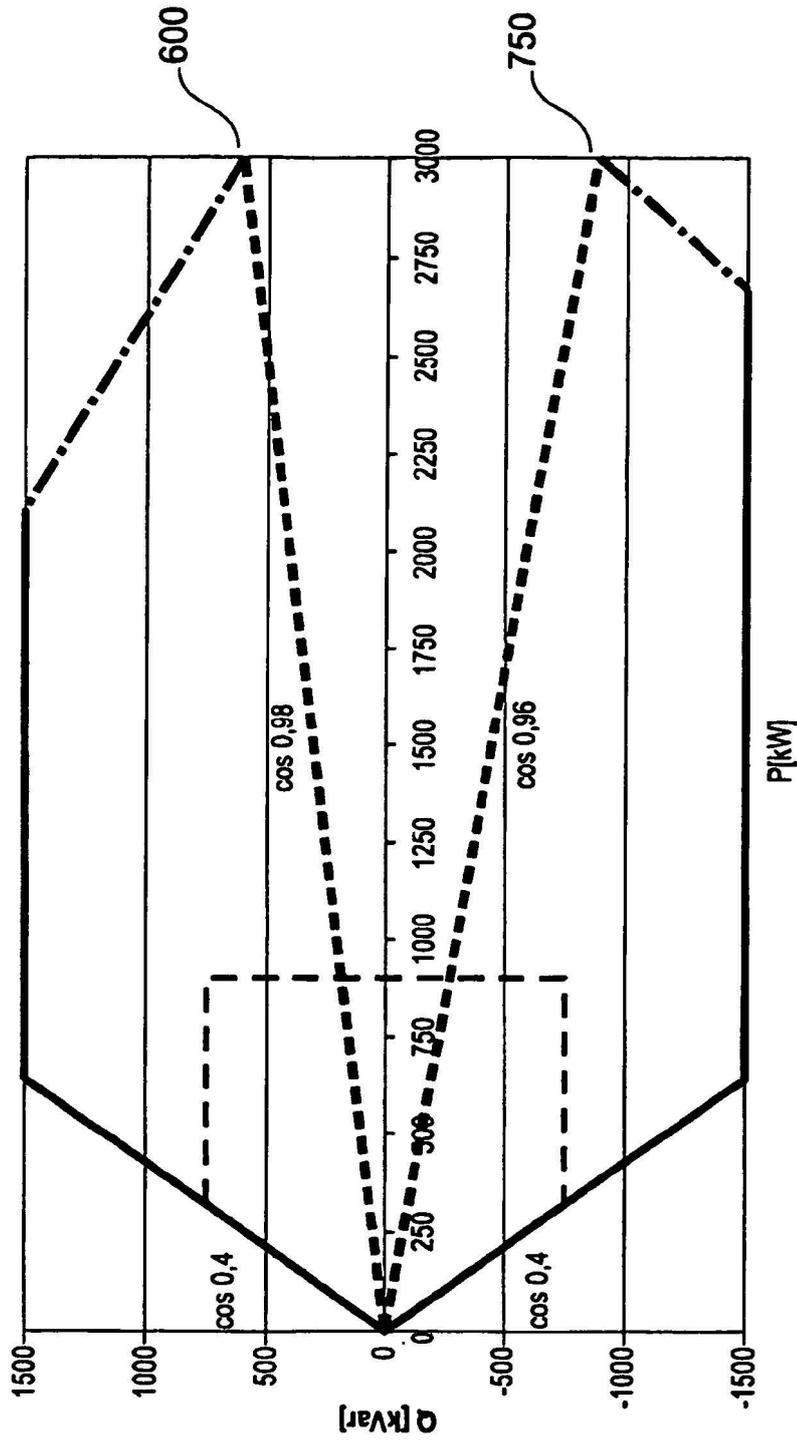


Fig. 5  
(Estado de la técnica anterior)

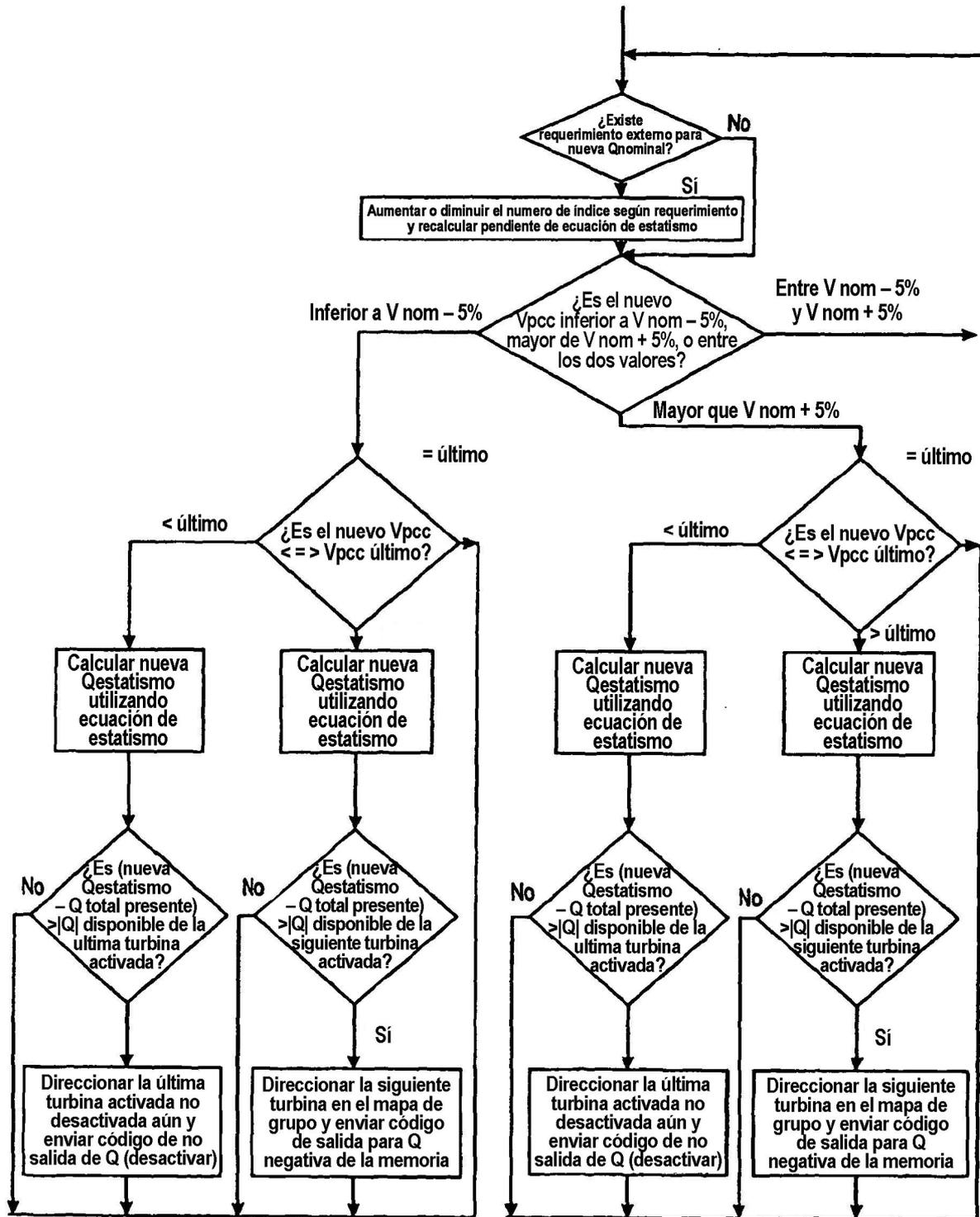


Fig. 6

Índice	ID de turbina	Valores de Q pre-establecidos	
80	170	600	
79	160	600	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
5	155	600	
4	134	600	
3	130	600	Grupo generando 1800 VArS (+Q)
2	128	600	
1	101	600	
Todas las turbinas desactivadas			
1	101	-750	
2	128	-750	Grupo absorbiendo 2250 VArS (-Q)
3	130	-750	
4	134	-750	
5	155	-750	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
79	160	-750	
80	170	-750	

Fig. 7

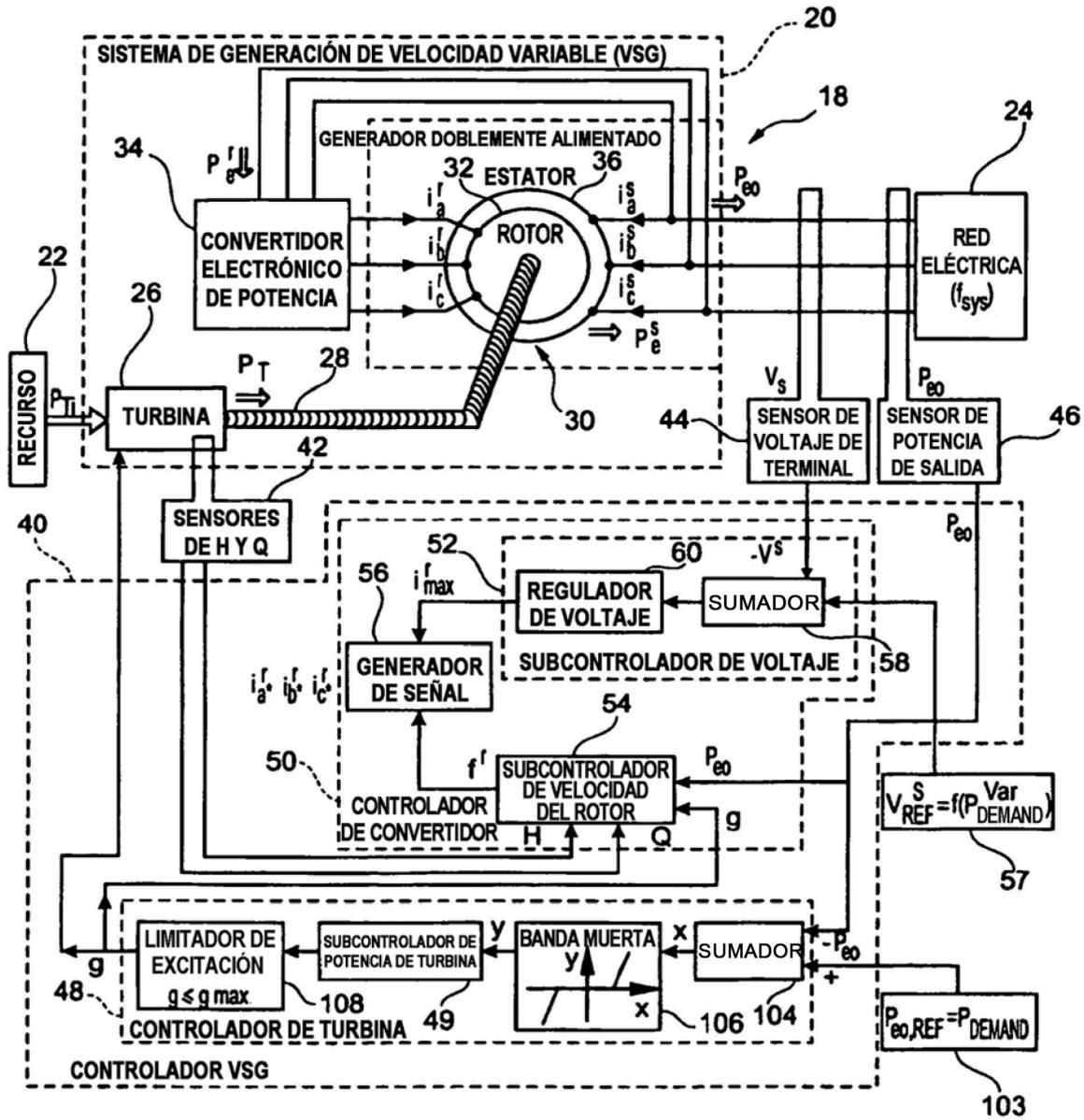


Fig. 8 (Estado de la técnica anterior)

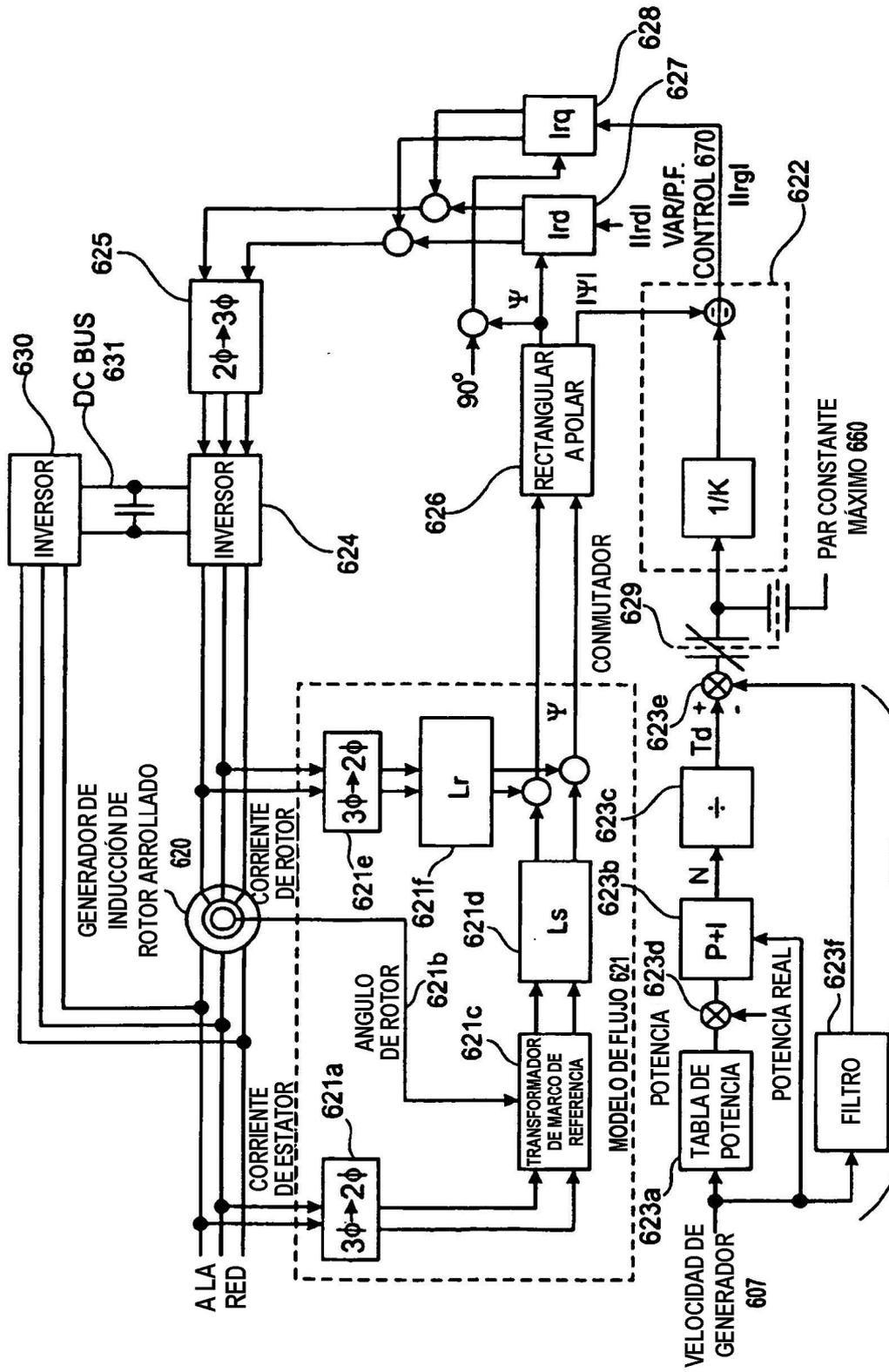


Fig. 9 (Estado de la técnica anterior)

GENERADOR DE COMANDO DE PAR 623

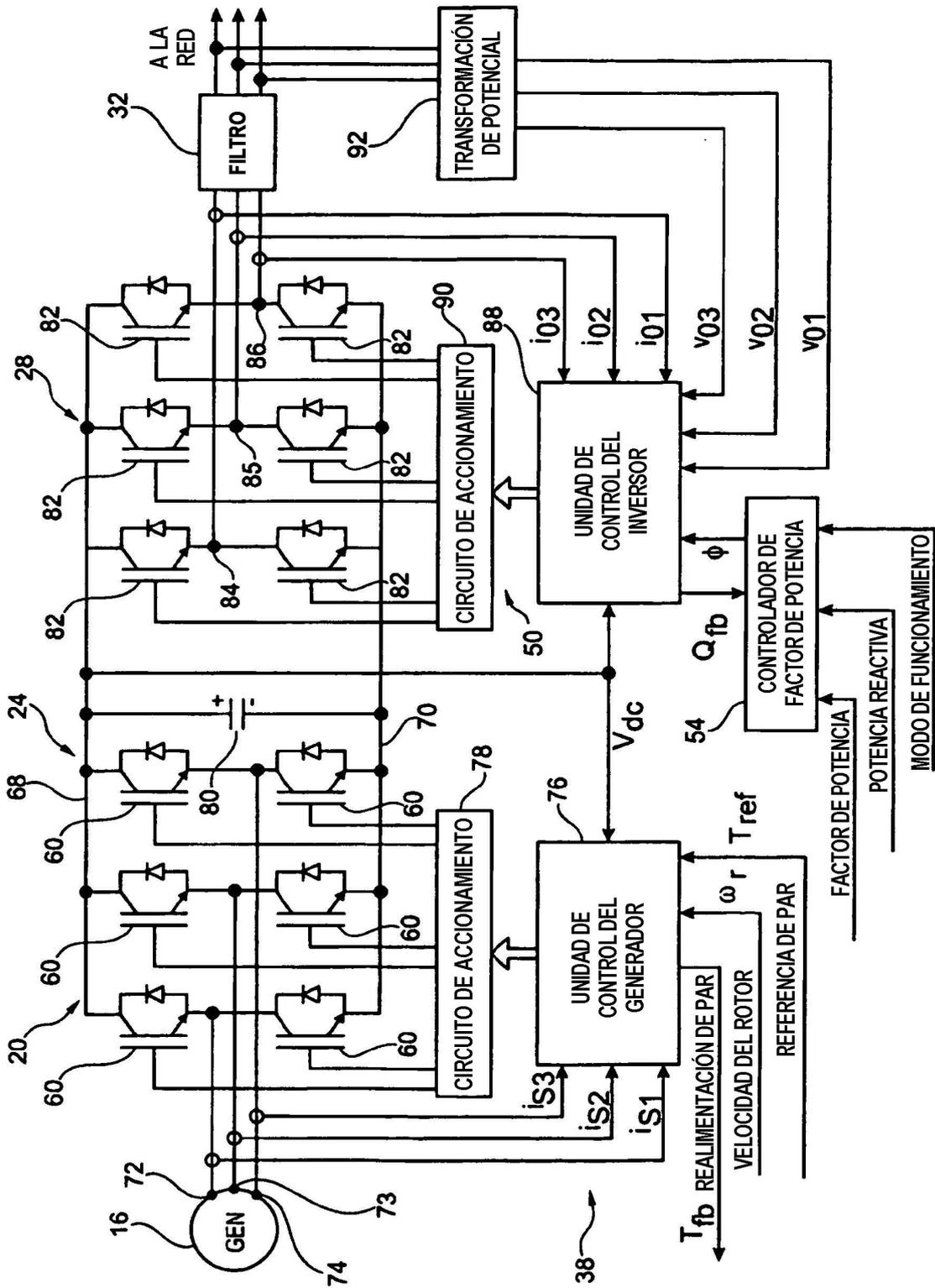


Fig. 10 (Estado de la técnica anterior)