

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 654 529**

51 Int. Cl.:

H02J 3/16 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

F03D 9/25 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **02.10.2009 E 09172056 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.12.2017 EP 2175540**

54 Título: **Control de tensión en parques eólicos**

30 Prioridad:

09.10.2008 US 248862

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

14.02.2018

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 RIVER ROAD
SCHENECTADY, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**LARSEN, EINAR V.;
WALLING, REIGH A. y
CLARK, KARA**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 654 529 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

Control de tensión en parques eólicos

La invención se refiere en general a la operación de parques eólicos dentro de una red eléctrica y, más específicamente, a control de tensión para un sistema de múltiples parques eólicos.

5 Típicamente, un sistema de energía eléctrica incluye una pluralidad de activos de generación de energía, que se extienden en un área geográfica. El sistema de energía eléctrica también incluye sistemas que consumen energía (cargas) que también pueden distribuirse en el área geográfica. El sistema de energía eléctrica también incluye una red, una red de líneas de energía eléctrica y equipos asociados utilizados para transmitir y distribuir electricidad en un área geográfica. La infraestructura de la red puede incluir, entre otros, dispositivos para interconexión, control,
10 mantenimiento y mejora de la operación del sistema de energía eléctrica. Típicamente, el sistema de energía eléctrica incluye un sistema de control centralizado conectado operativamente a los activos de generación de energía para controlar una salida de energía de cada uno de los activos de generación de energía, por ejemplo, usando lógica de procesamiento. El operador de red usualmente opera el sistema de control centralizado. La salida de energía de los activos de generación de energía controlados por el sistema de control centralizado puede incluir, pero no está limitada a, una cantidad de energía eléctrica y una tensión para la energía eléctrica.
15

La energía eólica se utiliza a menudo para generar energía eléctrica en plantas de energía, a menudo denominadas parques eólicos, utilizando, por ejemplo, la rotación de grandes turbinas eólicas para accionar generadores eléctricos. Los parques eólicos y sus controladores de parques eólicos asociados pueden controlar el suministro de potencia reactiva y, en menor medida, potencia activa. Larsen, en las patentes US 7.119.452, 7.166.928 y 7.224.081 (asignadas a General Electric Co.) describe un control de tensión para generadores eólicos que incluye un controlador de nivel de parque con un comando de potencia reactiva y un sistema de control del generador de la turbina eólica. Otros parques eólicos convencionales se conocen, por ejemplo, a partir de los documentos EP 1 512 869 y WO 2006/120033. El control de tensión del generador de la turbina eólica puede proporcionarse regulando la tensión de acuerdo con un conjunto de referencia mediante un controlador superior al nivel del generador (nivel de subestación o de parque). La potencia reactiva puede regularse durante plazo más largo (por ejemplo, unos pocos segundos), mientras que la tensión del terminal del generador de la turbina eólica se regula durante un plazo más corto (por ejemplo, fracción de segundo) para mitigar el efecto de transitorios de red rápidos.
20
25

Por razones económicas y como uno de los enfoques para reducir el impacto medioambiental de la generación de energía de combustibles fósiles, se están produciendo generadores de turbinas eólicas con mayor salida de energía y se están poniendo en operación parques eólicos con un mayor número de generadores de turbinas eólicas. La salida de energía de los parques eólicos puede comprender una parte significativamente mayor de la energía total que se suministra y se transmite a lo largo de la red de transmisión. A menudo, un parque eólico original puede estar ubicado en una determinada ubicación geográfica, en función de las condiciones del viento deseables en esa ubicación. Más tarde, uno o más parques eólicos adicionales pueden ubicarse en la misma área geográfica, en función de las condiciones del viento deseables que motivaron el primer parque eólico. Los parques eólicos posteriores pueden construirse por parte del mismo operador que el primer parque eólico o por operadores completamente diferentes. Las salidas de parques eólicos pueden estar interconectadas en una variedad de puntos, que en última instancia están unidos en un punto de acoplamiento común. El punto de acoplamiento común también puede ser el punto de interconexión con la red del sistema de energía eléctrica. El punto de acoplamiento común puede proporcionar una ubicación para la medición de parámetros de salida combinados a partir de la pluralidad de parques eólicos interconectados. Alternativamente, el punto de acoplamiento común puede eliminarse del punto de interconexión con la red. Cada vez más, como los parques eólicos están ubicados en áreas geográficas con valiosas características de viento, los parques eólicos están alejados de las líneas de transmisión existentes de una red. Cada vez más, se deben construir líneas de transmisión de hasta cientos de millas para unir los parques eólicos de nueva construcción con la red existente.
30
35
40
45

La interconexión de los parques eólicos en el sistema de parques eólicos puede ser en diferentes configuraciones. Las distancias entre los parques eólicos pueden variar. Además, el punto de conexión física con la red puede ser remoto, desde cualquiera de los parques eólicos individuales y el punto de acoplamiento común. En el caso de la pluralidad de parques eólicos interconectados con controladores de parques eólicos locales individuales, pueden proporcionarse comandos relacionados con la energía local individual a los controladores de parques eólicos locales individuales desde el sistema de control central. Típicamente, los comandos relacionados con la energía proporcionados al controlador de parque eólico local pueden dirigir el controlador de parque eólico local para proporcionar una salida específica relacionada con la energía en el punto de acoplamiento común. Sin embargo, la pluralidad de controladores de parques eólicos locales individuales no puede controlarse en el punto de acoplamiento común porque los parámetros relacionados con la energía en ese punto son una combinación de las salidas de todos los parques eólicos individuales.
50
55

Los sistemas de parques eólicos de la técnica anterior han incorporado la regulación de la salida de tensión desde múltiples parques eólicos en una ubicación de medición o un punto de acoplamiento común, por ejemplo, Cardinal et al. (solicitud número de serie US 12/181.658 cedida a General Electric Co.) describe un dispositivo maestro de control reactivo para regular la salida de tensión desde múltiples parques eólicos en un punto de acoplamiento
60

común o un punto de interconexión con una red. En otros casos, la regulación de la salida de tensión para múltiples parques eólicos en un punto de regulación distante de la ubicación en la que se pueden medir los parámetros, por ejemplo, en el punto de interconexión con la red. Sin embargo, la regulación de tensión en un solo punto asociado con la salida desde los múltiples parques eólicos puede conducir a la violación de los límites de tensión en otras ubicaciones en la línea de transmisión o dentro de parques eólicos individuales. La figura 1 ilustra un perfil de tensión en varios puntos de una línea de transmisión entre un punto de acoplamiento común (POCC) con un parque eólico y un punto de interconexión (POI) con una red. Los criterios de planificación pueden requerir típicamente que la potencia nominal del parque eólico se suministre en el POI para tensiones en el intervalo de 0,95 unidades de potencia (PU) a 1,05 PU. Sin embargo, dependiendo de la fracción de potencia nominal y de los esquemas de compensación empleados, la tensión variará a lo largo de la línea de transmisión entre el POCC y el POI con la red. Sería deseable poder controlar la salida de parques eólicos para mantener puntos en la línea de transmisión dentro de la especificación de tensión durante la operación de la línea de transmisión. La tensión u otros límites podrían violarse de manera similar en otros puntos del sistema de parques eólicos, tal como en salidas del bus colector para parques eólicos individuales.

Además, la técnica anterior ha incorporado procedimientos para la distribución de carga reactiva y la optimización de la tensión del parque eólico para la reducción de las pérdidas del sistema colector dentro de parques eólicos individuales, tal como en Cardinal et al. (solicitud número de serie US 12/039028 asignada a General Electric Co.). La figura 2 ilustra un sistema de la técnica anterior para minimizar las pérdidas dentro de un único parque eólico mediante la distribución de comandos de potencia reactiva a turbinas eólicas individuales utilizando un algoritmo de minimización de pérdidas. El sistema 200 colector de parques eólicos muestra tres generadores 201, 202 y 203 de turbinas eólicas, sin embargo, el número de generadores de turbinas eólicas puede extenderse ampliamente en aplicación práctica. Los generadores 201, 202 y 203 de turbinas eólicas proporcionan salidas $P_1 + jQ_1$ (207), $P_2 + jQ_2$ (208) y $P_3 + jQ_3$ (209). Cada generador 201, 202 y 203 de turbina eólica está conectado a un bus 205 colector a través de un transformador 210, 211 y 212 de conexión de generador de turbina eólica, respectivamente, donde el transformador presenta una impedancia Z_1 , Z_2 y Z_3 al sistema colector. Los transformadores 210, 211 y 212 de recogida de generador de turbina eólica pueden estar situados a distancias 215, 216 y 217 físicas variables desde el bus 205 de recogida presentando diferente resistencia de línea y reactancia al sistema (Z_4 , Z_5 y Z_6). También se puede presentar una trayectoria común para una o más cargas de generador de turbina eólica al sistema de colector, tal como 218 (Z_7) entre el bus 205 de recogida y el transformador 224 principal del parque eólico. Aunque las impedancias se muestran con fines ilustrativos como elementos discretos, se reconoce que pueden representar elementos de línea distribuidos, que representan diferentes distancias de línea.

El bus 205 colector está unido a través de un punto de conexión común a una red 225 de transmisión a través del transformador 224 principal del parque eólico. Los dispositivos de detección en el POCC 220 pueden proporcionar señales medidas de tensión, corriente, factor de potencia, potencia real y potencia reactiva a un sistema de control de parques eólicos. Se proporciona un sistema de control para el parque eólico. Se proporciona un comando de referencia al sistema 270 de control de parques eólicos para el control de la potencia real y reactiva. Sin embargo, solo la señal 230 del comando de referencia de carga reactiva Q_{REF} y la señal 235 de carga medida reactiva Q_M (medida) se proporcionan al sumador 240. La salida desde el sumador 240 se proporciona para controlar la función $H(s)$ 250 para determinar la distribución de carga reactiva a los generadores de turbina eólica individuales. La función de control $H(s)$ 250 incorpora un algoritmo de minimización de pérdida cuyo efecto técnico es minimizar la pérdida del sistema colector eólico asignando cargas reactivas Q_1 251, Q_2 252 y Q_3 253 en base a las pérdidas resultantes de las pérdidas del transformador de conexión del generador de turbina eólica Z_1 , Z_2 y Z_3 , a partir de las pérdidas de línea Z_4 , Z_5 y Z_6 y las pérdidas de línea Z_7 . Además, el algoritmo de control del parque eólico puede estar sujeto a diversas restricciones, una de las cuales puede ser un factor de potencia de aproximadamente 0,95 en el POCC. Dichos procedimientos, sin embargo, no han abordado la optimización de pérdidas para múltiples parques eólicos, incluyendo una línea de transmisión entre los parques eólicos y un punto de interconexión (POI) con una red.

En consecuencia, existe la necesidad de proporcionar controles de tensión en un punto de regulación para parques eólicos múltiples, que también proporciona restricciones sobre la tensión u otros parámetros del sistema en otras ubicaciones en el sistema de parques eólicos. Además, existe una necesidad de optimizar las pérdidas en sistemas de parques eólicos más complejos, que incluyen sistemas de parques eólicos múltiples que alimentan líneas de transmisión.

Varios aspectos y realizaciones de la presente invención se refieren a un sistema y a un procedimiento para el control de tensión de un sistema de múltiples parques eólicos, incluyendo líneas de transmisión.

La presente invención, como se define por las reivindicaciones adjuntas, se proporciona de este modo.

Varias características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor cuando la siguiente descripción detallada se lee con referencia a los dibujos adjuntos, en los que caracteres similares representan partes similares a lo largo de los dibujos, en los que:

La figura 1 ilustra un perfil de tensión en varios puntos en una línea de transmisión de 345 kv entre un punto de acoplamiento común (POCC) con un parque eólico y un punto de interconexión (POI) con una red;

La figura 2 ilustra un sistema de la técnica anterior para minimizar las pérdidas dentro de un solo parque eólico mediante la distribución de comandos de potencia reactiva a turbinas eólicas individuales;

5 La figura 3 ilustra esquemáticamente un esquema de control del sistema eólico adaptado para medir parámetros del sistema relacionados con la potencia en un punto de acoplamiento común para una pluralidad de parques eólicos locales estrechamente acoplados y utilizando los parámetros medidos para controlar los controladores de parques eólicos locales para establecer parámetros relacionados con la potencia en el punto de acoplamiento común;

La figura 4 ilustra los parámetros de entrada y de salida que pueden ser empleados por el dispositivo de control del sistema de parques eólicos (WCD) para controlar la operación del parque eólico local.

10 La figura 5 ilustra una realización de un regulador de tensión para el dispositivo de control del sistema de parques eólicos;

La figura 6 ilustra una función de distribución por la cual el comando de potencia reactiva total desarrollado por el regulador de tensión puede asignarse a los parques eólicos locales individuales;

15 La figura ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para el control de tensión de un sistema eólico múltiple que incluye una línea de transmisión a través de una distribución de carga reactiva con restricciones en parámetros adicionales del sistema;

La figura 8A ilustra un esquema de control para optimizar las pérdidas del sistema para un sistema de parques eólicos múltiples que incluye al menos una línea de transmisión;

20 La figura 8B ilustra un procedimiento para el desplazamiento de un punto de regulación desde un bus original a un bus diferente cuando un parámetro para el bus diferente es limitante;

La figura 9 ilustra un diagrama de flujo de una realización preferida para el enfoque de predictor-corrector para asignar comandos reactivos a los parques eólicos individuales.

25 La figura 10 ilustra un diagrama de flujo para establecer una referencia de tensión en un punto de acoplamiento común de un sistema de parques eólicos múltiples con una o más líneas de transmisión para minimizar las pérdidas del sistema;

La figura 11 ilustra las características de pérdida de parques eólicos para parques eólicos individuales frente a la salida reactiva;

30 La figura 12 ilustra una curva de pérdida para pérdidas combinadas de ambos parques eólicos usando una función de optimización de pérdidas y una curva de pérdida para pérdidas combinadas para ambos parques eólicos sin la función de optimización de pérdidas; y

La figura 13 ilustra la salida del corrector optimizador de pérdidas para lograr la minimización de pérdidas representada en la figura 12.

35 La presente invención puede regular la salida de un sistema de múltiples parques eólicos acoplados, conectados a una red de un sistema de energía eléctrica, para regular conjuntamente un único punto de acoplamiento eléctrico común a través de la potencia real coordinada, la potencia reactiva y la respuesta de tensión. Un dispositivo de control del sistema de parques eólicos puede monitorizar un punto de medición común para parámetros relacionados con la potencia (tal como corrientes, tensión, potencia real, potencia reactiva y factor de potencia), donde el valor del parámetro en el punto de medición es una suma agregada de las contribuciones para cada parque eólico local. Se puede aplicar compensación de caída de línea, si es necesario, para compensar las pérdidas de energía, las pérdidas de potencia reactiva y las caídas de tensión reales que pueden requerirse si el punto de medición no está en el punto en el que se regula la salida combinada de los parques eólicos. El dispositivo de control del sistema de parques eólicos puede incorporar un comando de salida de potencia reactiva que se puede usar para regular la tensión en el punto de acoplamiento común. Los comandos de potencia reactiva para cada parque eólico local se pueden controlar de modo que no se violen los parámetros operativos en otros puntos del sistema. Por ejemplo, aunque se regula la tensión en un punto designado en el sistema de parques eólicos, como un punto de conexión común, se observan restricciones para al menos otro punto en el sistema, tal como un punto en la línea de transmisión o un bus colector para un sistema de parques eólicos. Se proporciona un procedimiento para implementar el control coordinado.

50 La figura 3 ilustra esquemáticamente un dispositivo de control del sistema eólico adaptado para medir parámetros del sistema relacionados con la potencia en un punto de acoplamiento común para una pluralidad de parques eólicos locales estrechamente acoplados y utilizando los parámetros medidos para controlar los controladores de parques eólicos locales para establecer parámetros relacionados con la potencia en el punto de acoplamiento común. Un primer parque 10 eólico local, un segundo parque 15 eólico local, un tercer parque 20 eólico local, pueden representar una pluralidad de cualquier número de parques eólicos locales conectados en sus salidas a un

- punto 25 de acoplamiento común a través de líneas 55 de transmisión, que presentan impedancias Z_1 , Z_2 , y Z_3 respectivamente. Cada uno de los parques 10, 15, 20 eólicos locales se muestra con un generador 35 de turbina eólica, pero los parques eólicos locales pueden incluir un centenar o más de generadores de turbinas eólicas. Cada parque 10, 15 y 20 eólico local incluye un controlador 60 de parque eólico local. El controlador 60 de parque eólico local puede monitorizar parámetros 63 relacionados con la potencia en la salida desde el parque 65 eólico local, controlar el estado 62 operativo de generadores de turbina eólica individuales y proporcionar señales 61 de control a los generadores 35 de turbina eólica individuales dentro del respectivo parque 10, 15, 20 eólico local. Una o más líneas 31 de transmisión pueden conectar el POCC 25 con el POI 27 con la red 30. Las líneas 30 de transmisión pueden incluir uno o más dispositivos 33 de control reactivo capaces de ajustar la carga reactiva en la línea.
- El sistema de parques eólicos también puede incluir al menos una subestación, en el que una salida de al menos uno de los parques eólicos individuales está conectada a la subestación y una salida de al menos un parque eólico individual diferente está conectado a una subestación diferente. Las salidas de una o más de las subestaciones pueden alimentar una o más líneas de transmisión.
- La red 30 típicamente puede presentar una impedancia en el punto de acoplamiento común a los parques eólicos interconectados de Z_{RED} , donde Z_{RED} es grande en comparación con las impedancias Z_1 , Z_2 y Z_3 presentadas por los parques eólicos locales. En consecuencia, debido al estrecho acoplamiento de los parques eólicos locales, cualquier controlador de parque eólico local que intente responder a una señal de un controlador de sistema centralizado para proporcionar una salida en el punto 25 de acoplamiento común estaría compitiendo con los otros controladores de parques eólicos locales y sus señales de control para implementar una salida en el punto de acoplamiento común.
- Una pluralidad de dispositivos 70, 71 de detección en el punto 25 de acoplamiento común puede detectar una pluralidad de parámetros 85, 90, 91 relacionados con la potencia en un punto 25 de acoplamiento común (en este caso también en el punto 26 de medición). Los parámetros relacionados con la potencia pueden incluir potencia real, potencia reactiva, tensión, corriente de línea y factor de potencia. Los parámetros relacionados con la potencia pueden transmitirse 95, 96 al dispositivo 75 de control del sistema eólico por diversos medios conocidos en la técnica. El dispositivo 75 de control del sistema de parques eólicos puede usar los valores de parámetros relacionados con la potencia descritos anteriormente, junto con otras señales 76 de parámetros relacionados con la potencia del parque eólico local para controlar la salida de los parques 10, 15, 20 eólicos locales basándose en señales 6 de comandos de referencia desde el controlador 5 del sistema centralizado.
- El dispositivo 75 de control del sistema de parques eólicos puede utilizar los parámetros relacionados con la potencia para coordinar la producción de parques eólicos locales individuales de VAR para regular las cantidades del sistema en el punto 25 de conexión común. La pluralidad de parques eólicos puede controlarse de modo que cada parque 10, 15, 20 eólico individual mantenga sus propios límites de tensión, potencia y VAR, además de minimizar y eliminar las oscilaciones de VAR y tensión entre estos parques eólicos estrechamente acoplados. Además, si se elige un punto de regulación mediante el controlador 5 del sistema centralizado del sistema de energía eléctrica para los parques eólicos locales interconectados para estar en una ubicación distinta del punto 26 de medición para los parques eólicos locales, el dispositivo 75 de control del sistema de parques eólicos para los parques 10, 15, 20, 21 eólicos locales pueden proporcionar compensación para la caída de tensión y la pérdida de potencia entre el punto de regulación y el punto de medición 26, utilizando los parámetros medidos relacionados con la potencia y otros parámetros de la línea.
- La figura 4 ilustra los parámetros de entrada y de salida que pueden ser empleados por el dispositivo de control del sistema de parques eólicos (WCD) para controlar la operación del parque eólico local. El WCD 75 puede recibir una pluralidad de entradas de control desde el controlador 5 del sistema centralizado. Las entradas pueden incluir, pero no están limitadas a, valores de referencia para la tensión (V_{ref}) 105 para un punto de regulación y un punto de especificación de la regulación 106.
- La potencia 110 total real, la potencia 115 reactiva total, la tensión 120 de la línea, la corriente 125 de la línea y el factor 130 de potencia se pueden medir en el punto de acoplamiento común. Se pueden proporcionar otros parámetros medidos desde los parques eólicos individuales, incluida la potencia real ($P_{wf1}...P_{wfn}$) 135, la potencia reactiva ($Q_{wf1}...Q_{wfn}$) 140, la tensión de salida ($V_{wf1}...V_{wfn}$) 145, la corriente de salida ($I_{wf1}...I_{wfn}$) 150. Parámetros calculados adicionales tales como la potencia reactiva máxima ($MAXQ_{wf1}...MAXQ_{wfn}$) 155 y la potencia real máxima posible $POSP_{wf1}...POSP_{wfn}$ 160 pueden proporcionarse al WCD del parque eólico desde los controladores de parques eólicos locales individuales. Aquí, la potencia 155 reactiva máxima para un parque eólico local individual puede representar la suma de la capacidad máxima de potencia reactiva de generadores de turbina eólica individuales y el número de generadores de turbina eólica en operación dentro del parque eólico local.
- Además, los parámetros de la línea de transmisión, tales como la tensión de línea (V_t) 108 y la corriente de línea (I_t) 109 se pueden medir en los puntos instrumentados en la línea de transmisión o se pueden calcular a partir de las cantidades medidas en los puntos en el sistema, tales como el punto de interconexión o el punto de regulación.
- Las salidas desde el dispositivo 75 de control del sistema de parques eólicos pueden proporcionar comandos de potencia reactiva ($Q_{1CMD}...Q_{nCMD}$) 175 a controladores de parques eólicos locales individuales. Los comandos se

establecen según algoritmos, cuyo efecto técnico es proporcionar regulación de tensión en el punto de acoplamiento común.

La figura 5 ilustra una realización de un regulador de tensión para el dispositivo 75 de control del sistema de parques eólicos de acuerdo con la presente invención. Se proporciona una referencia de tensión V_{REF} 105 a un regulador 100A de tensión y se proporciona un comando 298 de potencia reactiva del parque eólico en la salida. En un aspecto, el sistema de control de la turbina eólica está adaptado para regular la tensión en un punto 25 de acoplamiento común en la salida de una pluralidad de parques 10,15, 20 eólicos locales estrechamente acoplados (figura 3). La referencia 205 de tensión de entrada se puede comparar en el sumador 225 con una señal 230 de caída de tensión y con una señal 235 de compensación de caída de línea $V_{caída\ línea}$.

La señal combinada se prueba mediante el limitador 240 para mantener la tensión en el punto de conexión local dentro de límites. La señal combinada luego se compara en el sumador 245 contra V_{meas} 120 para generar la señal de error de tensión V_{err} 250 a aplicar al controlador 255 de derivada integral proporcional (PID) para generar un comando 265 de potencia reactiva total Q_{TOTCMD} . Q_{TOTCMD} 265 está delimitado por Q limitador 260 donde $Q_{LIMITES} = \sum Q_{LIM1} \dots Q_{LIMN}$ para los parques eólicos individuales. Q_{TOTCMD} 265 representa la potencia reactiva total que se ordena para la pluralidad de parques eólicos. El envío de comandos de potencia reactiva a los parques eólicos locales elimina los conflictos entre los reguladores de tensión de la granja eólica local. El comando de potencia reactiva total Q_{TOTCMD} 265 puede entonces distribuirse como Q_{nCMD} a los parques eólicos locales individuales de acuerdo con una función de distribución, que se describirá con más detalle.

La señal de referencia V_{ref} 105 para una tensión nominal del sistema puede ser designada por un operador del sistema centralizado. Alternativamente, la señal de referencia V_{ref} 105 para la tensión nominal del sistema puede ser especificada por un operador para el sistema de parques eólicos. Una señal 108 de control (figura 3) desde el operador del sistema centralizado o desde el operador para el sistema de parques eólicos también puede especificar puntos en el sistema de parques eólicos, incluidas las líneas de transmisión, que pueden designarse como el punto de regulación de la tensión. El punto de regulación de la tensión puede estar en el punto 25 de acoplamiento común, un punto 27 de interconexión con la red 30 o en otros puntos designados en el sistema. El punto 26 de medición para los parámetros relevantes del sistema puede estar en el punto 25 de acoplamiento común. Si el punto de medición para los parámetros relevantes del sistema no es el punto de regulación, entonces se puede calcular la caída de tensión entre el punto de regulación y el punto de medición, teniendo en cuenta las pérdidas de línea en tensión y potencia.

La figura 6 ilustra una función de distribución mediante la cual el Q_{TOTCMD} desarrollado por el regulador de tensión para la potencia reactiva total en el punto de acoplamiento común puede asignarse a los parques eólicos locales individuales. A partir de Q_{TOTCMD} 265, un comando de potencia reactiva de parque eólico $Q_{1CMD} \dots Q_{nCMD}$ 298 puede asignarse mediante un algoritmo 295 de distribución para cada controlador de parque eólico local. Una realización del algoritmo 295 de distribución puede utilizar clasificaciones de potencia reactiva en línea máximas locales proporcionadas desde el parque eólico local individual o los controladores de parques eólicos locales individuales al dispositivo 75 de control del sistema eólico. El parque eólico local o el controlador de parque eólico local puede generar su máxima potencia reactiva en línea local $Q_{1CLASIFICACIÓN\ EN\ LÍNEA} \dots Q_{iCLASIFICACIÓN\ EN\ LÍNEA}$ 155 (figura 6), basada en la cantidad de generadores de turbinas eólicas que operan en el parque eólico local y la clasificación de la potencia reactiva de los generadores de turbinas eólicas individuales. El comando de potencia reactiva proporcionado a el parque eólico i se puede describir en la Ecuación 1:

$$Q_{iCMD} = \frac{Q_{TOTCMD} \cdot Q_{iCLASIFICACIÓN\ EN\ LÍNEA}}{\sum_{n=1}^N Q_{iMAX}}$$

Ecuación 1.

Restricciones adicionales pueden colocarse en el sistema, de tal manera que la tensión de referencia puede mantenerse en el punto de regulación sujeto al mantenimiento de las condiciones en otras localizaciones en el sistema de parques eólicos. Por ejemplo, la tensión de referencia en el punto de regulación puede mantenerse sujeta a mantener la tensión a lo largo de la línea de transmisión dentro del intervalo normal de 0,95 PU a 1,05 PU. O, por ejemplo, la tensión a lo largo de una sección de la línea de transmisión, construida para resistir una tensión de 1,10 PU, puede operar dentro de una banda de tensión expandida de 0,95 PU a 1,10 PU. La información relacionada con la tensión en la línea de transmisión puede obtenerse a partir de la medición directa en la línea de transmisión o calcularse según la caída de tensión entre los puntos de medición y el punto de control. Tales cálculos pueden ser realizados por modelos de sistema en tiempo real.

Otras limitaciones se pueden incorporar en los buses colectores, por ejemplo. Es posible que se requiera que los límites en la tensión de salida del bus colector se mantengan dentro de los límites predeterminados. Se puede requerir que los límites de tensión se mantengan dentro de 0,95 PU a 1,05 PU.

Si la tensión en un punto de restricción llega a un límite, entonces se puede tomar una acción para el retorno de la tensión en el punto de restricción dentro de los límites permisibles. Por ejemplo, si un bus colector excede un límite de tensión designado previamente, entonces la carga reactiva puede cambiarse a otro bus colector operando dentro

de límites de tensión aceptables y con capacidad para aceptar carga reactiva adicional. Si no se puede desplazar ninguna carga reactiva adicional para restablecer la tensión del bus colector, entonces la tensión en el punto de regulación puede regularse para restablecer el bus colector dentro de los límites de tensión previamente designados.

5 Del mismo modo, si la tensión en una o más líneas de transmisión excede los límites permitidos, entonces una acción se debe tomar para restaurar la tensión dentro de los límites. Para líneas de transmisión múltiples, tal acción puede incluir dispositivos de control reactivo operativos en la línea de transmisión cuyo efecto es desplazar la carga.

De acuerdo con un aspecto adicional de la presente invención, se proporciona un procedimiento para coordinar el control de parques eólicos locales acoplados estrechamente conectados en un punto de conexión común con una red de energía eléctrica. El procedimiento puede incluir recibir señales de referencia relacionadas con la potencia (P, Q, V, I) desde un controlador de sistema centralizado para la red eléctrica y también recibir señales operativas relacionadas con la potencia desde cada uno de una pluralidad de parques eólicos locales. El procedimiento también puede incluir la detección de una pluralidad de parámetros relacionados con la potencia en un punto de conexión común con la red. De acuerdo con las señales de referencia proporcionadas desde el controlador del sistema centralizado y las señales operativas relacionadas con la potencia suministradas por la pluralidad de parques eólicos locales, se genera una pluralidad de órdenes relacionadas con la potencia para cada uno de la pluralidad de parques eólicos locales. La pluralidad de comandos relacionados con la potencia se transmite a cada uno de la pluralidad de parques eólicos locales para controlar la salida de los parques eólicos locales individuales para producir una salida combinada en el punto de acoplamiento común, o alternativamente en un punto de regulación diferente, de acuerdo con las señales de referencia relacionadas con la potencia.

20 La figura 7 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para el control de tensión de un sistema eólico múltiple que incluye una línea de transmisión a través de una distribución de carga reactiva con restricciones en parámetros adicionales del sistema. En la etapa 710, los parques eólicos locales se operan dentro de los límites locales de acuerdo con el controlador del parque eólico local. En la etapa 715, el dispositivo de control maestro (MCD) recibe parámetros relacionados con la potencia desde los controladores de los parques eólicos locales. En la etapa 720, el MCD recibe parámetros relacionados con la potencia desde un punto de medición del sistema. La tensión de referencia V_{ref} se recibe desde un control de sistema centralizado o desde un control local en la etapa 725. V_{ref} se compara con V_{meas} en la etapa 730. En la etapa 735 se genera un comando de potencia reactiva total. En la etapa 740, la figura 8B ilustra un procedimiento para el desplazamiento de un punto de regulación desde un bus original a un bus diferente cuando un parámetro para el bus diferente que está limitando el comando de potencia reactiva total se divide en comandos para los parques eólicos individuales por un algoritmo de distribución. En la etapa 745, se determina si una restricción se viola en un punto designado en el sistema (por ejemplo, una tensión de colector). Si no se viola ninguna restricción, la operación puede continuar con la carga reactiva dividida en parques eólicos según lo determinado por el algoritmo de distribución. Si se viola una restricción, tal como la tensión del colector, entonces se debe determinar en la etapa 750 si otros parques eólicos incluyen capacidad de carga reactiva adicional y también están dentro de los límites de tensión. En la etapa 755, si la carga reactiva se puede desplazar a otro parque eólico mientras se mantiene la tensión en la especificación, entonces la operación con la nueva división de carga reactiva se continúa en la etapa 765. Si no se puede realizar un desplazamiento de carga reactiva, entonces la tensión de referencia para el punto de regulación puede reducirse en la etapa 760 para efectuar la regulación de tensión en el bus del colector.

40 La figura 8B ilustra un procedimiento para el desplazamiento de un punto de regulación desde un bus original a un bus diferente cuando un parámetro para el bus diferente es limitante. VOR_{ref} 847 es el comando para el regulador POCC 845 y VOR_{efo} 865 es el valor deseado de VOR_{ref} 847 desde otras entradas, por ejemplo, optimización de pérdidas. Si esto está dentro del límite VOL_{limit} 885, entonces se usa directamente; de lo contrario, VOR_{ref} 847 se mantiene en VOL_{limit} 885.

45 VOL_{limit} 885 se calcula en base a las limitaciones del equipo en el POCC, indicado por el parámetro VOM_{ax} 886, y el estado de la tensión en el bus 1 805 (bus con restricción en su tensión, tal como el bus del colector 1 del parque eólico 1 en la figura 8A). VIF_{bk} 887 representa el valor de retroalimentación medido de la tensión en el bus 1 805 y $V1M_{ax}$ 888 es un parámetro configurado para la restricción del equipo en ese bus. El regulador 891 de tensión del punto 1 es un tipo de regulador integrador donde el límite superior es cero. Normalmente, VIF_{bk} 887 es menor que $V1M_{ax}$ 888, de modo que la salida del regulador, $dV0V1M_{ax}$ 889, es cero debido a este límite superior. Si VIF_{bk} 887 supera a $V1M_{ax}$ 888, su salida se volverá negativa y VOL_{limit} 885 disminuirá por debajo de la capacidad del equipo del POCC 825 (figura 8A). En estado estacionario, $dV0V1M_{ax}$ 889 se establecerá en un valor donde la tensión del punto 1 está en su valor máximo. Cuando las condiciones de la red cambian en una dirección para aliviar esta restricción, entonces $dV0V1M_{ax}$ 889 se volverá menos negativo y finalmente igual a cero. En ese punto, el bus regulado se desplazará de retorno al POCC.

Con múltiples puntos de posible restricción, habría múltiples copias de estos reguladores de punto, cada uno sumando con VOM_{ax} para definir VOL_{limit} . El punto más restrictivo tendrá regulación de esta manera.

60 Un aspecto adicional de la presente invención proporciona un procedimiento para optimizar las pérdidas en un sistema general que implica múltiples parques eólicos, además de una red de transmisión entre los parques eólicos y un punto de interconexión (POI). En este contexto, el POI es remoto desde el punto de acoplamiento común

(POCC) de los parques eólicos locales individuales y las pérdidas en la red de transmisión entre el POCC y POI se consideran en la evaluación de minimizar las pérdidas del sistema.

5 La figura 8A ilustra un esquema de control para optimizar las pérdidas del sistema para un sistema de parques eólicos múltiples que incluye al menos una línea de transmisión. Cada parque 810, 815, 820 eólico se conecta a la red en el POCC 825, donde la tensión está regulada mediante un controlador 840 general del sistema. El presente ejemplo incluye 3 parques eólicos; sin embargo, el procedimiento es aplicable a cualquier cantidad de parques eólicos.

10 El punto de ajuste para la tensión debe seleccionarse para minimizar las pérdidas generales de la red total desde los generadores de turbinas eólicas (WTG) a través de la línea de transmisión al POI 827. Un objetivo adicional es distribuir los comandos reactivos entre los parques eólicos, de modo que se minimicen las pérdidas totales de todos los parques 810, 815, 820 eólicos.

15 El regulador POCC 845 es una estructura estándar, donde un comando reactivo a la red (Q0Ref) 880 se determina de una manera que hace que la tensión medida V0 846 en el POCC 825 se iguale a una tensión de referencia V0Ref 847. El regulador POCC 845 sería típicamente un tipo de regulador integrador con un tiempo de respuesta de bucle cerrado del orden de varios segundos.

La función de la función de optimización de pérdida es determinar el punto de ajuste para la tensión V0Ref 847 y para distribuir los comandos reactivos entre los parques 810, 815, 820 eólicos, de una manera que minimiza las pérdidas desde las turbinas eólicas al POI.

20 Cada parque 810, 815, 820 eólico tiene una función de optimización de pérdidas, como se describe en la técnica anterior. Esto distribuye comandos reactivos a cada turbina dentro del parque eólico local, de tal manera que la salida reactiva total en los terminales del parque eólico es igual al comando (por ejemplo, Q1 850 = Q1Ref 854, Q2 851 = Q2Ref 855, Q3 852 = Q3Ref 856), y lo hace con pérdidas mínimas dentro de ese parque eólico local.

25 Un requisito adicional del control del parque eólico es calcular la derivada parcial (dLi/dQi) 857, 858, 859 de las pérdidas (L1, L2 y L3 dentro de ese parque eólico local) para el comando reactivo (Q1, Q2, Q3) y calcular la derivada parcial (dLi/dVi) 860, 861, 862 de las pérdidas de la tensión POCC V0 846. Esta es una extensión directa de las relaciones utilizadas para realizar los cálculos de optimización dentro del parque eólico local, basándose en los mismos datos y ecuaciones de red. Estas derivadas parciales se envían al control de minimización de pérdida global.

30 Las pérdidas en la red de transmisión se calculan basándose en el flujo predominante de potencia (P0 870, Q0 875) y la tensión (V0) 846 medida en el POCC 825, y las características eléctricas conocidas de la red de transmisión 898 y la red de recepción más allá del POI 827. Dada esta información, se calcula la derivada parcial de las pérdidas de la red de transmisión con respecto a la tensión V0 (dL0/dV0) en el punto de operación prevaleciente. De manera similar, la derivada de tensión con respecto al comando reactivo se puede determinar a partir de la red (dV0/dQ0).

35 Para una salida reactiva total dada, la pérdida total de los parques eólicos se minimiza cuando la distribución reactiva es tal que las derivadas parciales con respecto a la salida reactiva son iguales. Para el ejemplo de tres parques eólicos, esto se expresa mediante la Ecuación 2: $dL1/dQ1 = dL2/dQ2 = dL3/dQ3$ Ecuación 2.

40 Este hecho se aprecia considerando un caso en el que se aumenta el comando reactivo en un parque eólico. Para mantener el comando reactivo total constante, la suma de los comandos reactivos a los otros dos parques eólicos debe reducirse en una cantidad igual. Si se cumple la Ecuación 2, entonces no hay cambio en las pérdidas totales por este cambio de comando reactivo. Si la Ecuación 2 no se cumple, habrá un cambio en las pérdidas totales y el cambio debería continuar en una dirección que reduzca las pérdidas totales de los parques eólicos.

45 Por lo tanto, el objetivo para la distribución de los parques eólicos es asignar comandos reactivos a los parques eólicos individuales para cumplir con los siguientes criterios: 1. la suma de los comandos reactivos es igual al comando reactivo total; 2. la ecuación 2 se cumple en estado estacionario; y 3. se proporciona una respuesta rápida al comando reactivo Q0Ref, para permitir un buen rendimiento del regulador de tensión POCC.

50 Una realización preferida incluye un enfoque predictor-corrector con las etapas siguientes, realizadas para cada parque eólico, como se ilustra en la figura 9. En la etapa 910, un componente de predicción se determina como una fracción del comando total, donde la fracción se determina por la capacidad reactiva relativa del parque eólico individual con relación al total de todos los parques eólicos. En la etapa 920, se determina un primer error corrector proporcional a la suma de todas las salidas correctoras. La ganancia de este error se selecciona para la restricción rápida de la desviación del comando reactivo total, típicamente con el tiempo de establecimiento en el orden de unos pocos ciclos de cálculo de la integración del corrector. En la etapa 930, se determina un segundo error corrector proporcional a la desviación del término dL/dQ del parque eólico individual del promedio dL/dQ de todos los parques eólicos. La ganancia de este error típicamente se selecciona para una respuesta de bucle cerrado del orden de 10 a 55 30 segundos. La suma del primer y segundo error corrector se integra para determinar la salida del corrector en la etapa 940. Los componentes predictor y corrector se agregan en la etapa 950 para determinar un comando reactivo limitado previamente. En la etapa 960, se imponen límites al comando reactivo final para respetar la capacidad del

equipo.

El objetivo en la selección de VORef 847 es minimizar las pérdidas totales al POI. Este mínimo se produce cuando un cambio incremental en VORef 847 causará cambios de compensación en la pérdida entre el total del parque eólico y la red de transmisión. Este hecho se aprecia considerando un ejemplo, donde V0 846 se incrementa en un 1 %.

5 Si las pérdidas de transmisión disminuyen en 100 kW y las pérdidas de los parques eólicos aumentan en 100 kW, entonces no hay razón para cambiar. Sin embargo, si las pérdidas de transmisión disminuyen en 200 kW, entonces hay un beneficio neto en las pérdidas totales y, por lo tanto, motivación para aumentar la tensión.

Por lo tanto, es necesario determinar la sensibilidad de las pérdidas totales a la tensión POCC. La porción de transmisión está dada directamente por el término $dL0/dV0$ derivado del modelo del sistema de transmisión. La porción del parque eólico requiere la consideración del efecto consecuente de cambiar el comando reactivo total para lograr el cambio de tensión POCC. Este último efecto se transmite en el término $dV0/dQ0$ derivado del modelo del sistema de transmisión.

10

La contribución de cada parque eólico a la sensibilidad de pérdida total viene dada por la Ecuación 3:

$$dLWFi/dV0 = dLi/dV0 + FQWFi * (dLi/dQi)/(dV0/dQ0) \quad \text{Ecuación 3}$$

15 donde $dLWFi/dV0$ representa una sensibilidad de la pérdida total del parque eólico para el parque eólico "i" debido al cambio de V0; y $FQWFi$ representa una fracción de la capacidad reactiva del parque eólico "i" con respecto a la capacidad reactiva total de todos los parques eólicos.

La sensibilidad de la pérdida total del sistema a la tensión POCC viene dado por la Ecuación 4:

$$dLtotal/dV0 = dL0/dV0 + \text{suma}\{dLWFi/dV0\} \quad \text{para todos los parques eólicos} \quad \text{Ecuación 4.}$$

20 La figura 10 ilustra un diagrama de flujo para establecer una referencia de tensión (VORef) en un punto de acoplamiento común de un sistema de parques eólicos múltiples con una o más líneas de transmisión para minimizar las pérdidas del sistema hasta el punto de interconexión. La etapa 1010 determina los parámetros del modelo de transmisión. La etapa 1020 determina $dL0/dV0$ y $dV0/dQ0$ del modelo del sistema de transmisión. La etapa 1030 determina $dLtotal/dV0$ de acuerdo con: $dLtotal/dV0 = dL0/dV0 + \text{suma}\{dLWFi/dV0\}$ para todos los parques eólicos. En la etapa 1040, el incremento de VORef se incrementa en una dirección determinada por el signo de $dLtotal/dV0$, de modo que las pérdidas se reducen. Además, en la etapa 1050, VORef está limitado con respecto a la capacidad del equipo.

25

La tasa de incremento de VORef 847 debe ser lenta en relación con la respuesta de bucle cerrado del regulador de tensión POCC. Típicamente, aumentar VORef 847 en el orden del 1 % por minuto debería dar resultados satisfactorios. Refinamientos adicionales, tales como la incorporación de banda muerta e histéresis, estarían dentro de la capacidad de los expertos en la materia.

30

Se proporciona un ejemplo de la minimización de pérdidas para una simulación de un sistema de parques eólicos con dos parques eólicos, en el que el parque eólico 1 tiene un intervalo de control reactivo de +/- 10 MVAR y el parque eólico 2 tiene un intervalo de control reactivo de +/- 20 MVAR. Sin embargo, el esquema de optimización no se limita a ningún número específico de parques eólicos.

35

Las características de pérdida de parques eólicos para parques eólicos individuales frente a salidas reactivas se muestran en la figura 11, con una curva de pérdidas 1 1110 para el parque eólico 1 y una curva de pérdidas 2 1120 para el parque eólico 2. La figura 12 ilustra una curva 1210 de pérdidas para pérdidas combinadas para ambas alarmas de viento utilizando una función de optimización de pérdidas como se describió anteriormente y una curva 1220 de pérdidas para pérdida combinada para ambos parques eólicos sin la función de optimización de pérdidas (donde los comandos reactivos se distribuyen solamente en función de la calificación relativa sin optimización). Existe un beneficio considerable en el extremo sobreexcitado ($MVAR \text{ total } Q0 > 0$) del intervalo para este ejemplo, donde la curva 1210 de pérdidas es menor que la curva 1220 de pérdidas.

40

La figura 13 muestra la salida 1310 del corrector optimizador de pérdidas para lograr la minimización de pérdidas mostrada en la curva 1210 de pérdidas de la figura 12. Se observa que la salida de optimización de pérdidas se limita a cero en los extremos de la curva para respetar los límites reactivos de los dos parques eólicos.

45

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de control de la tensión en un punto (825) de regulación en un sistema de parques eólicos, que incluye una pluralidad de parques eólicos locales, con cada parque eólico incluyendo una pluralidad de generadores de turbinas eólicas (WTG) individuales, incluyendo un sistema colector para cada parque eólico un transformador colector y una red de conductores que unen generadores de turbinas eólicas (WTG) individuales en un punto de conexión común, y al menos una línea de transmisión que proporciona una conexión (827) a una red (830) para la pluralidad de parques eólicos locales, en el que el control de tensión en el punto (825) de regulación está sujeto a limitaciones para mantener los parámetros del sistema designados dentro de la tolerancia especificada, comprendiendo el procedimiento:
- 5
- 10 generar, mediante un controlador (840) de sistema para el control (840) del sistema de parques eólicos, un comando (854, 855, 856) de potencia reactiva para controladores (60) de parques eólicos locales para cada uno de los parques (810, 815, 820) eólicos locales, adaptado para controlar la tensión en el punto (825) de regulación de tensión a un valor (847) de referencia designado sujeto a al menos una restricción adicional en un parámetro (850, 863) operativo para el sistema de parques eólicos;
- 15 calcular un comando (265) de potencia reactiva total para el sistema de parques eólicos;
 asignar comandos (298) de potencia reactiva a parques eólicos locales individuales de acuerdo con la capacidad de potencia reactiva para el controlador de parque eólico local individual;
 determinar cuándo un parámetro (850, 863) de operación designado para el sistema de parques eólicos para al menos un punto (805) de referencia de restricción designado adicional en el sistema ha excedido un límite designado;
- 20 restaurar el parámetro (850, 863) de operación designado dentro del límite designado para el al menos un punto (805) de referencia de restricción designado adicional; y
 en el que el parámetro (850, 863) de operación designado para al menos un punto (805) de restricción adicional es la tensión en un bus (45) colector, comprendiendo el procedimiento:
- 25 medir tensiones en un bus (45) colector para el al menos un punto (805) de restricción adicional para cada uno de la pluralidad de parques (810, 815, 820) eólicos locales;
 determinar cuándo la tensión en cualquier bus (45) colector excede un valor designado;
 determinar la capacidad (850, 851, 852) de carga reactiva para cada una de la pluralidad de parques (810, 815, 820) eólicos locales;
- 30 identificar un bus (45) colector con tensión dentro del valor designado y con la capacidad de potencia reactiva disponible;
 transferir carga (850, 851, 852) reactiva al bus (45) colector con una tensión dentro del valor designado y con la capacidad de carga de potencia reactiva disponible; y
 desplazar el punto (825) de regulación para el sistema de parques eólicos al bus (45) colector de limitación cuando no se puede restablecer la tensión en el bus colector.
- 35
2. El procedimiento de control de la tensión en un punto (825) de regulación en un sistema de parques (810, 815, 820) eólicos según la reivindicación 1, en el que el parámetro de operación designado para un punto de restricción adicional es la tensión en una línea (898) de transmisión, comprendiendo el procedimiento:
- 40 determinar cuándo una tensión en cualquier línea (898) de transmisión de la al menos una línea de transmisión excede un valor designado;
 determinar qué línea (898) de transmisión de la al menos una línea de transmisión incluye capacidad de carga reactiva disponible y tensión dentro de valores designados;
 operar dispositivos (33) de control reactivo en la línea (898) de transmisión para transferir potencia reactiva entre líneas de transmisión para restablecer la tensión dentro de un valor designado en la línea de transmisión con una tensión que exceda un valor designado; y
- 45 desplazar el punto (825) de regulación para el sistema de parques eólicos cuando el desplazamiento de carga reactiva no puede mantener la tensión en al menos una línea de transmisión dentro de valores designados.
3. El procedimiento de control de la tensión en un punto (825) de regulación en un sistema de parques (810, 815, 820) eólicos locales individuales que incluye líneas (898) de transmisión de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, comprendiendo el procedimiento:
- 50 distribuir una carga (265) reactiva total para el sistema de múltiples parques eólicos individuales de acuerdo con un algoritmo (890) de optimización de pérdidas para el sistema de parques (840) eólicos; y
 distribuir cargas reactivas asignadas a parques eólicos locales individuales a turbinas (60) eólicas individuales de acuerdo con un algoritmo (250) de optimización de pérdidas para el parque eólico local individual.
- 55
4. El procedimiento de control de la tensión en un punto (825) de regulación en un sistema de parques (810, 815, 820) eólicos locales individuales que incluye líneas (898) de transmisión de acuerdo con la reivindicación 3, en el que la etapa de distribuir una carga (265) reactiva total para el sistema comprende:

establecer una tensión de referencia V_{Oref} (847) para un punto (825) de acoplamiento común para optimizar las pérdidas del sistema.

5. El procedimiento de control de la tensión en un punto (825) de regulación en un sistema de parques (810, 815, 820) eólicos locales individuales que incluye líneas (898) de transmisión de acuerdo con la reivindicación 4, comprendiendo la etapa de establecer una tensión de referencia V_{Oref} (847):

determinar parámetros para un modelo de línea de transmisión;
 determinar dL_0/dV_0 y determinar dV_0/dQ_0 a partir del modelo de transmisión;
 determinar dL_{total}/dV_0 según una ecuación:

$$dL_{total}/dV_0 = dL_0/dV_0 + \text{suma}(dLWFi/dV_0),$$

- 10 en la que $dLWFi/dV_0$ representa una sensibilidad de la pérdida total del parque eólico para el parque eólico "i" debido al cambio de V_0 ; y $FQWFi$ representa una fracción de la capacidad reactiva del parque eólico "i" con respecto a la capacidad reactiva total de todos los parques eólicos;
 incrementar V_{Oref} en una dirección determinada por el signo de dL_{total}/dV_0 de manera que las pérdidas se reducen; y
 15 limitar V_{Oref} para respetar límites para el equipo del sistema.

6. Un sistema de parques eólicos (805, 810, 815), adaptado para controlar la tensión (846) en un punto (825) de regulación de tensión en el sistema de parques eólicos que incluye al menos una línea (898) de transmisión que proporciona una conexión (827) a una red (830) para una pluralidad de parques (805, 810, 815) eólicos locales estrechamente acoplados, en el que el control de tensión en el punto (825) de regulación de tensión está sujeto a
 20 restricciones para mantener parámetros del sistema designados dentro de la tolerancia especificada, que comprende:

- una pluralidad de parques (805, 810, 815) eólicos locales en los que cada parque eólico local comprende una pluralidad de generadores (35) de turbina eólica (WTG) individuales;
 un bus (45) colector para cada parque (805, 810, 815) eólico local que incluye un transformador (50) colector y
 25 una red (55) de conductores que une WTG individuales al transformador colector;
 al menos una línea de transmisión que conecta un punto (825) de acoplamiento común para los buses colectores a un punto (827) de interconexión con la red (830);
 un controlador (60) de parque eólico local para cada parque eólico local, adaptado para controlar una generación de potencia real y potencia reactiva para cada generador individual de un parque eólico local;
 30 al menos un punto (805) de referencia de restricción en el sistema además del punto (825) de regulación de tensión, en el que un parámetro (850, 863) operativo para el sistema de parques eólicos está restringido dentro de límites designados; y
 un sistema (840) de control configurado para realizar el procedimiento de cualquier reivindicación anterior.

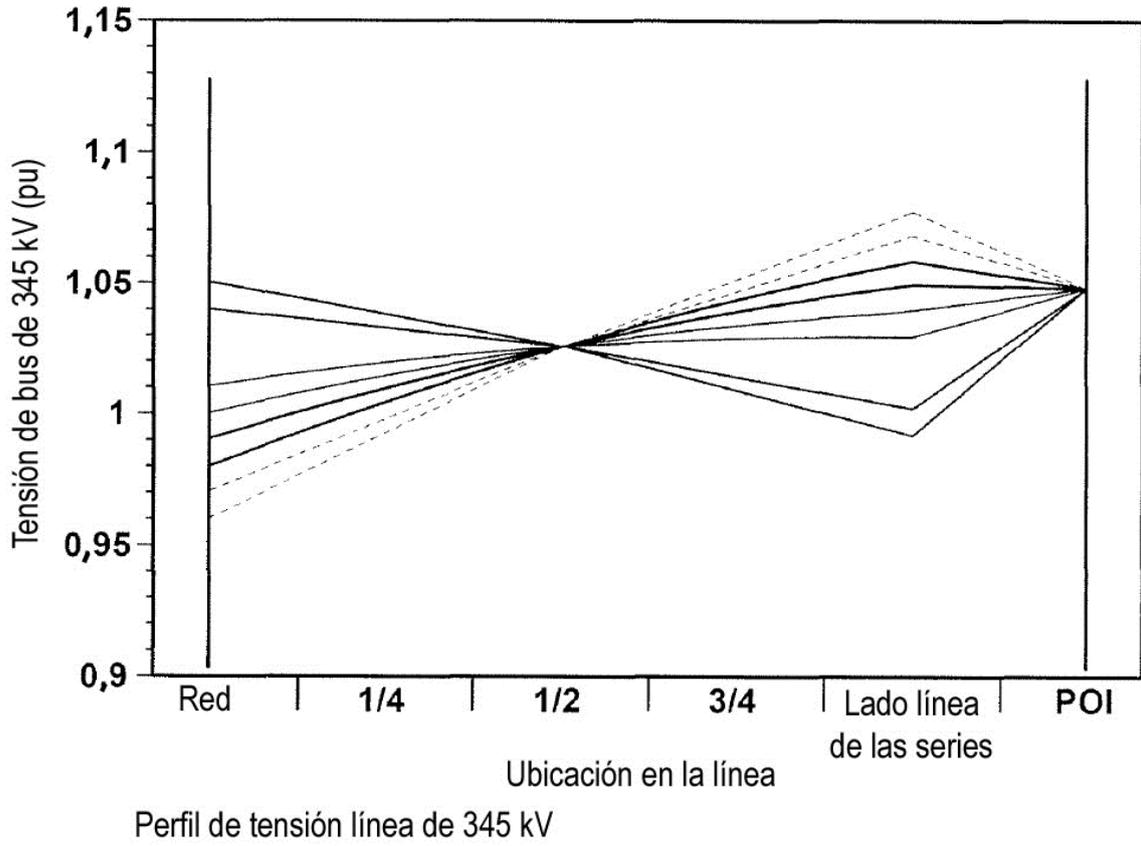


Fig. 1

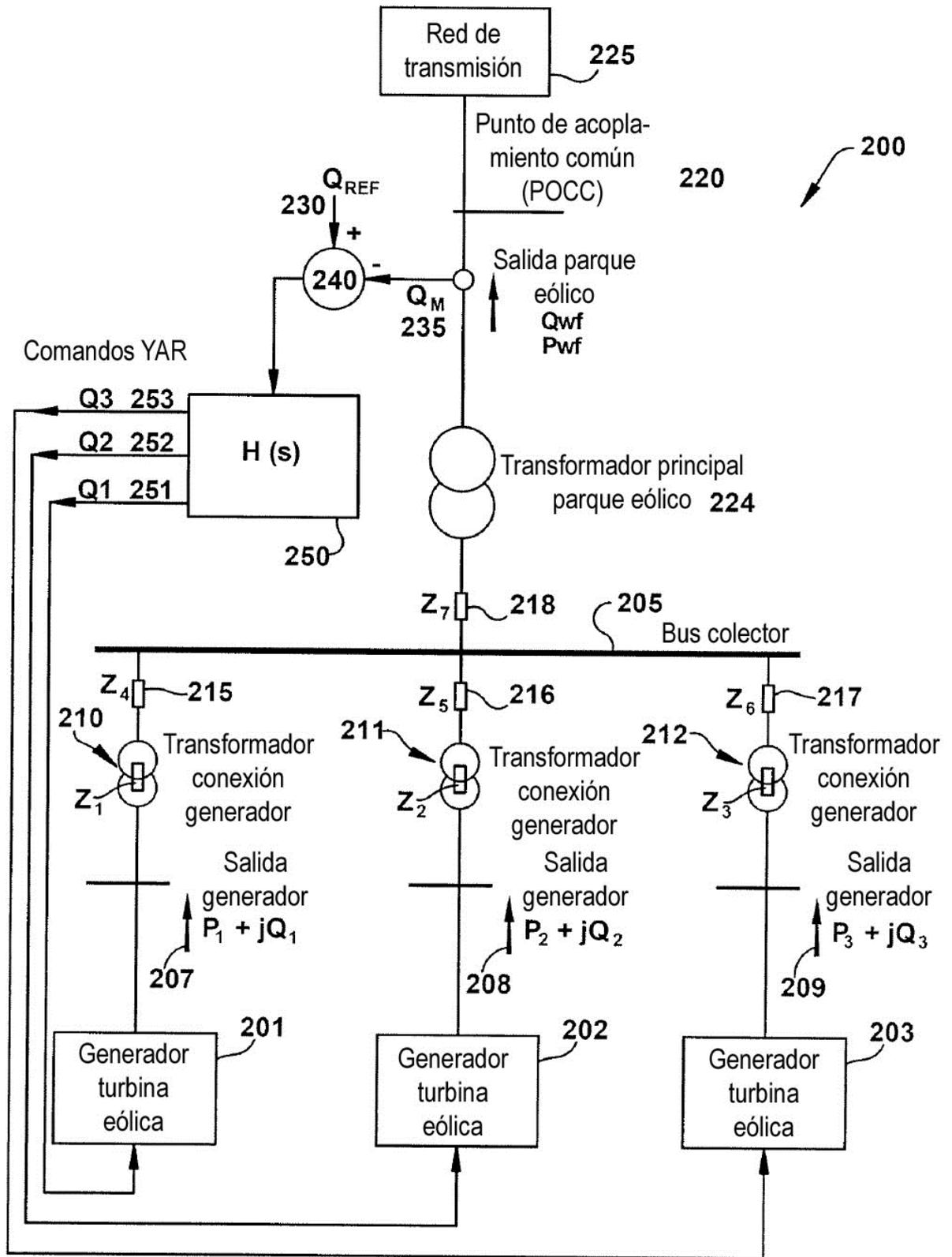


Fig. 2

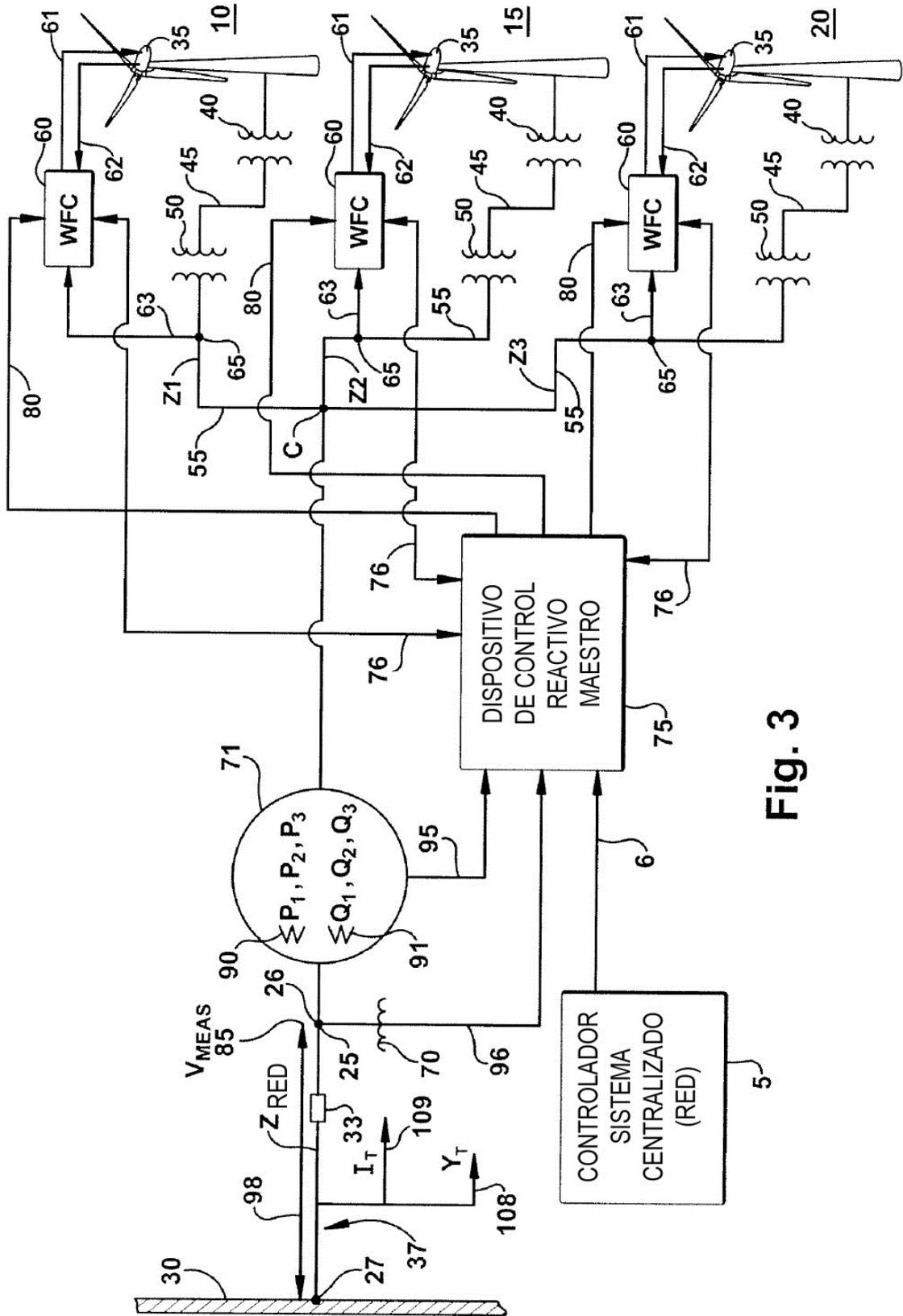


Fig. 3

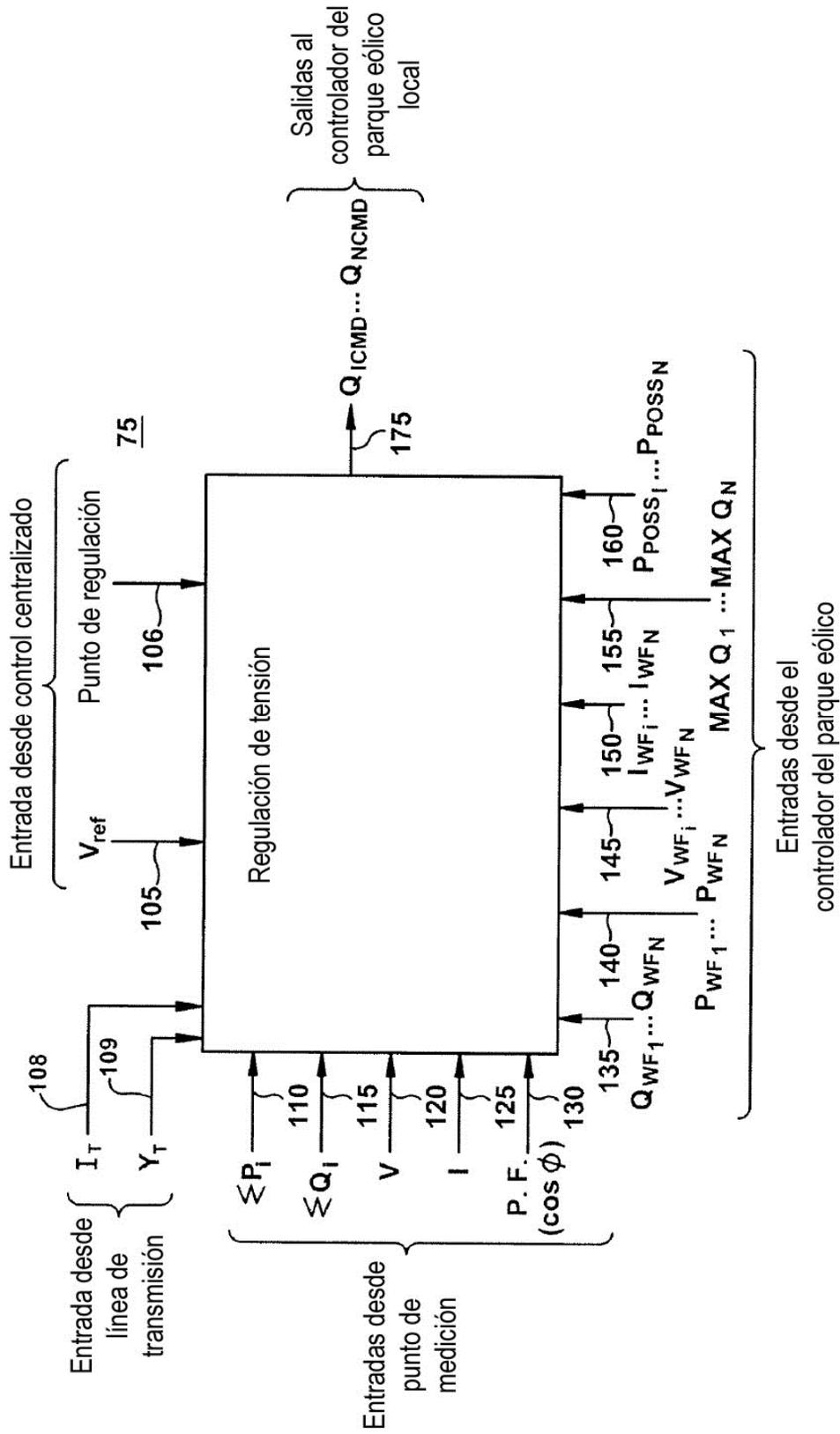


Fig. 4

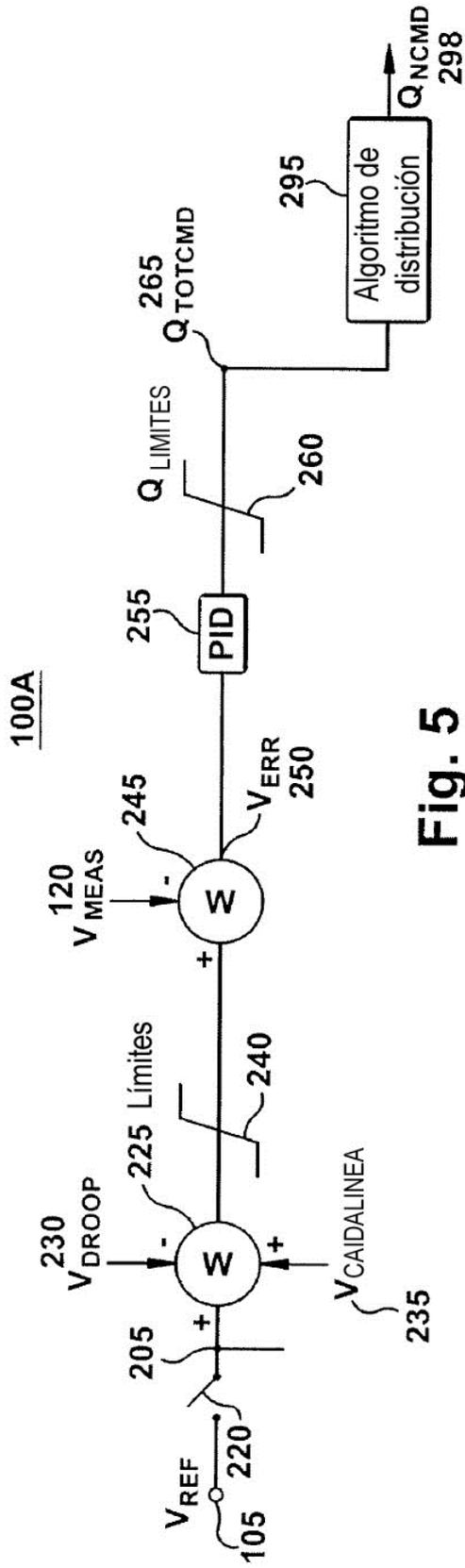


Fig. 5

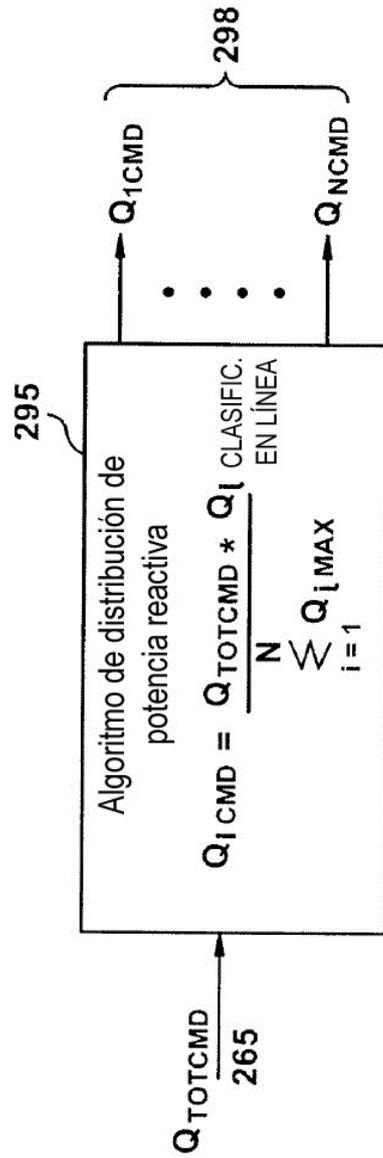


Fig. 6

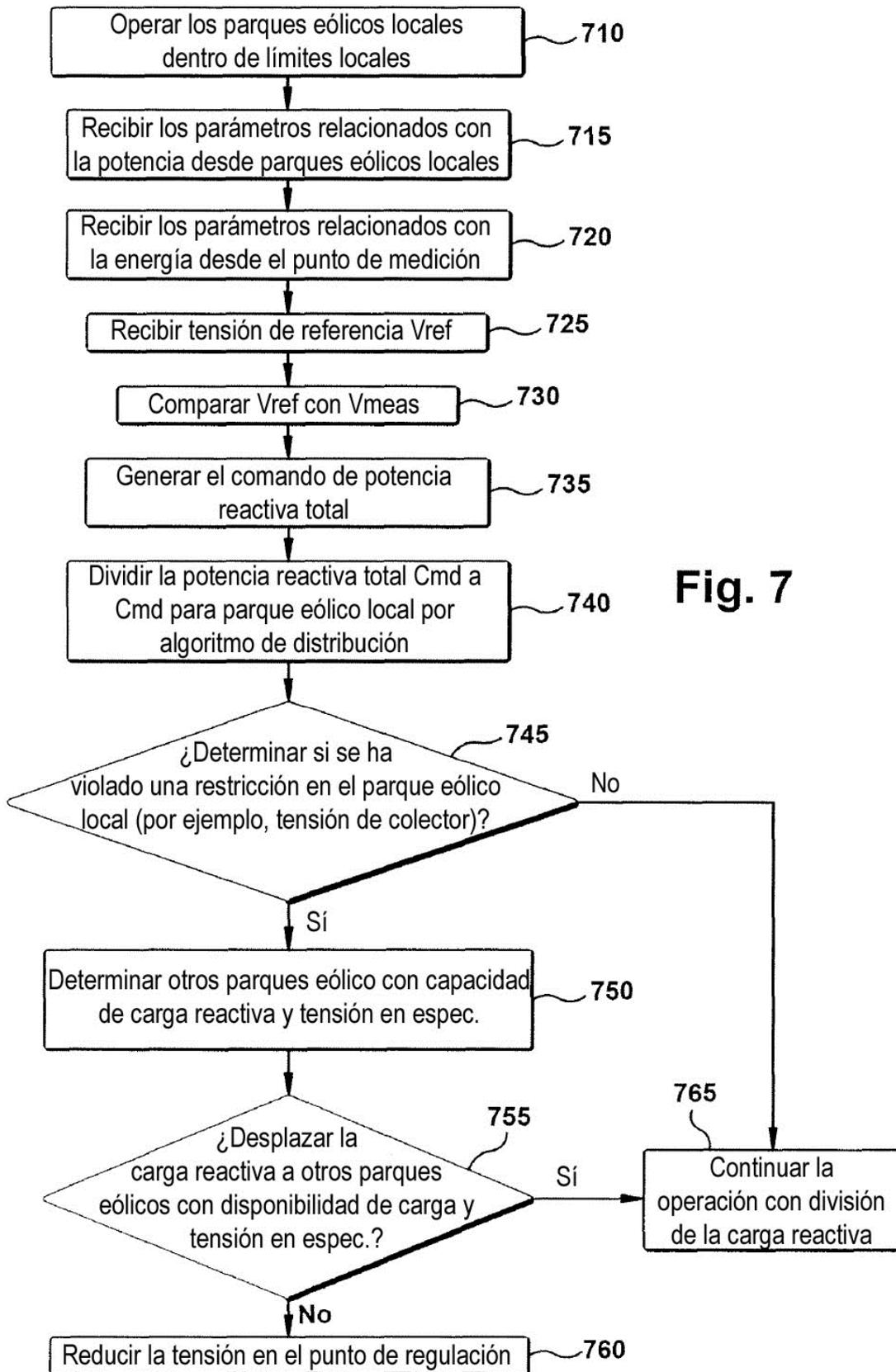


Fig. 7

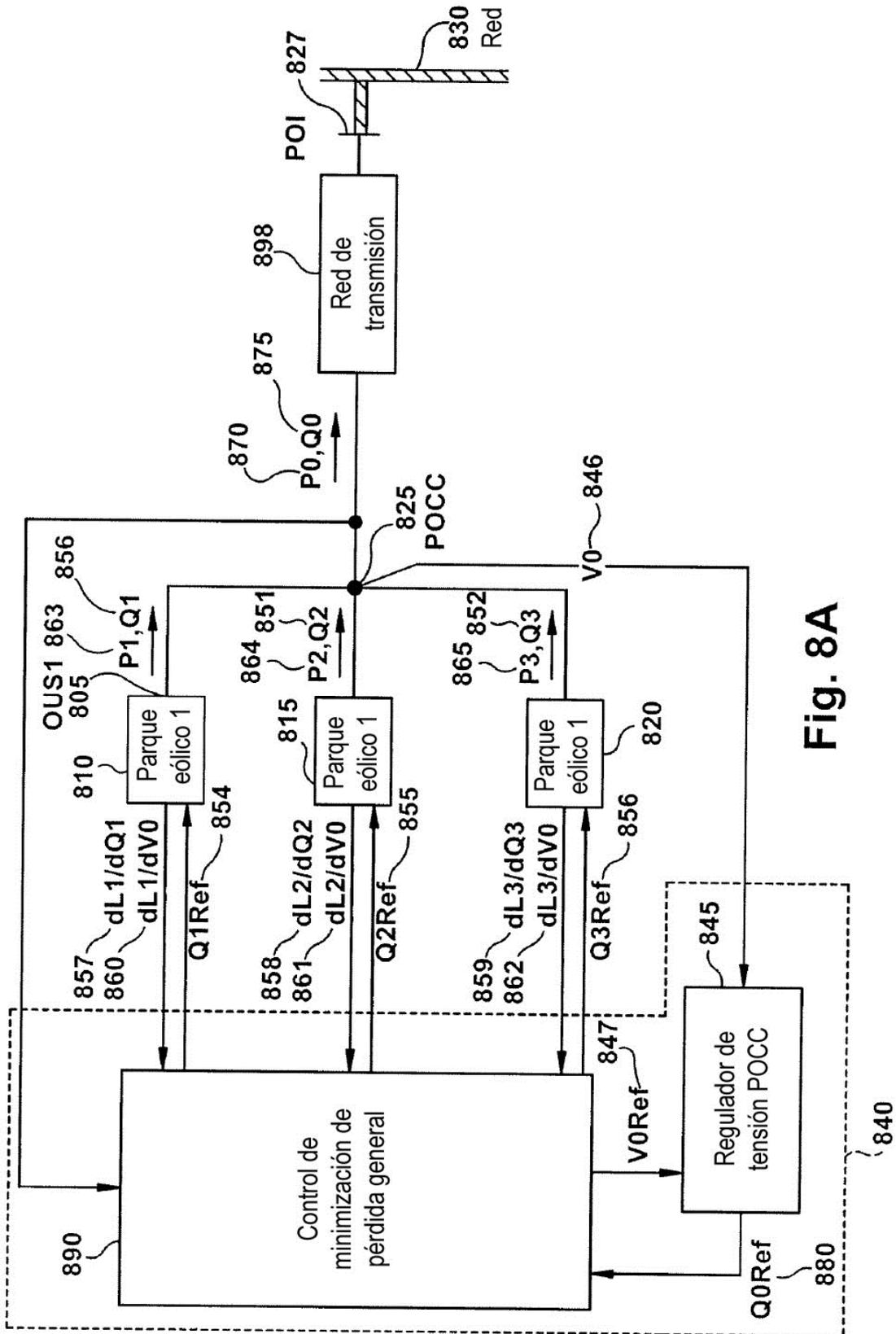


Fig. 8A

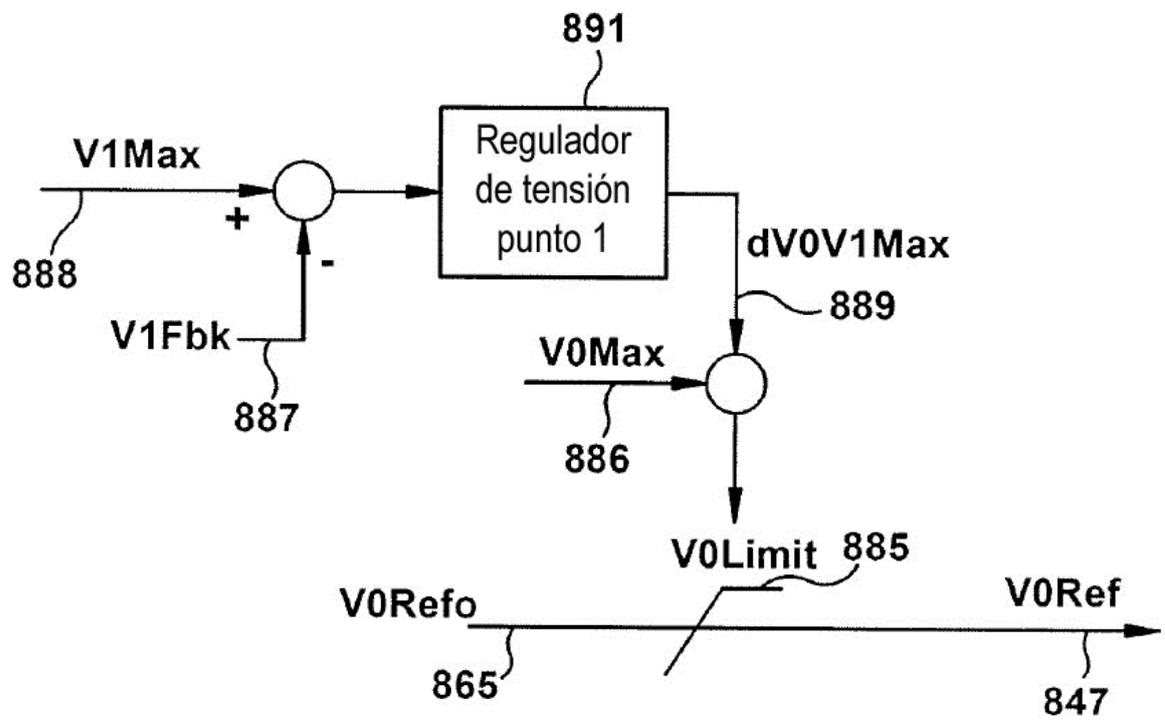
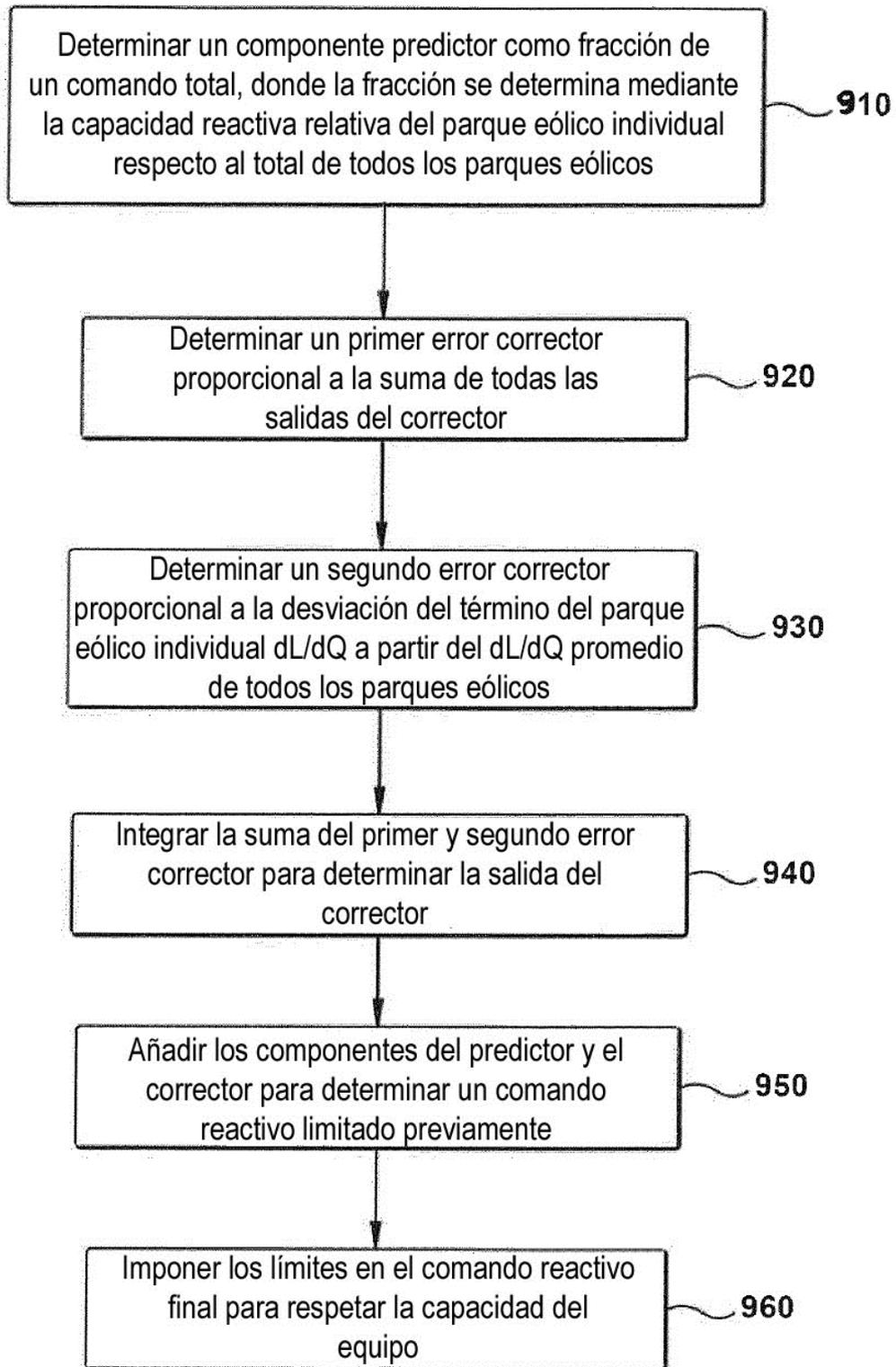


Fig. 8B

**Fig. 9**

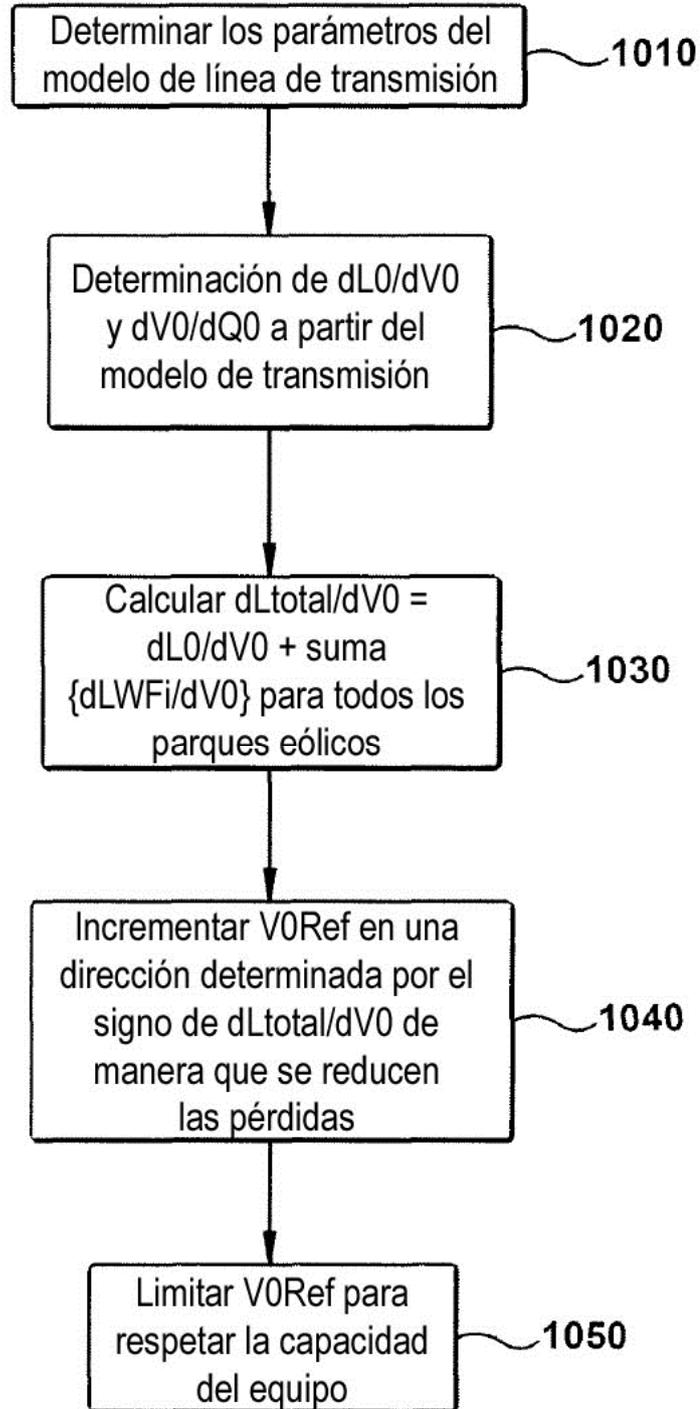


Fig. 10

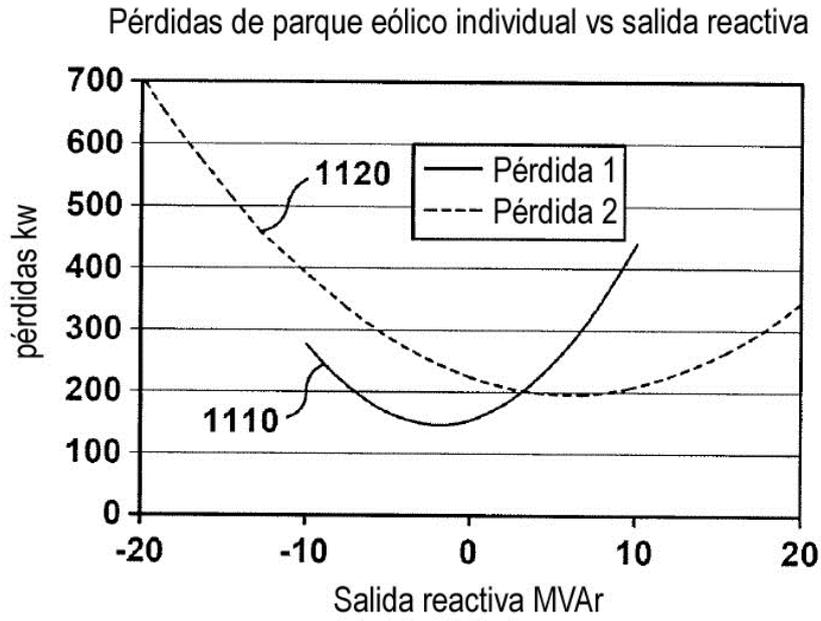


Fig. 11

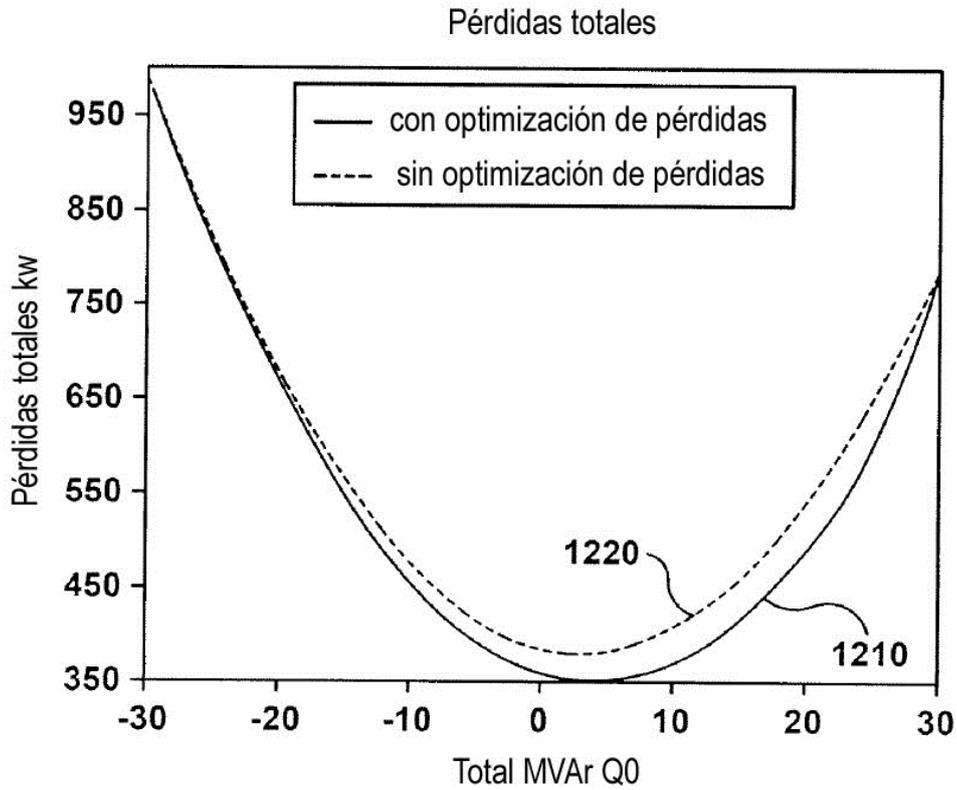


Fig. 12

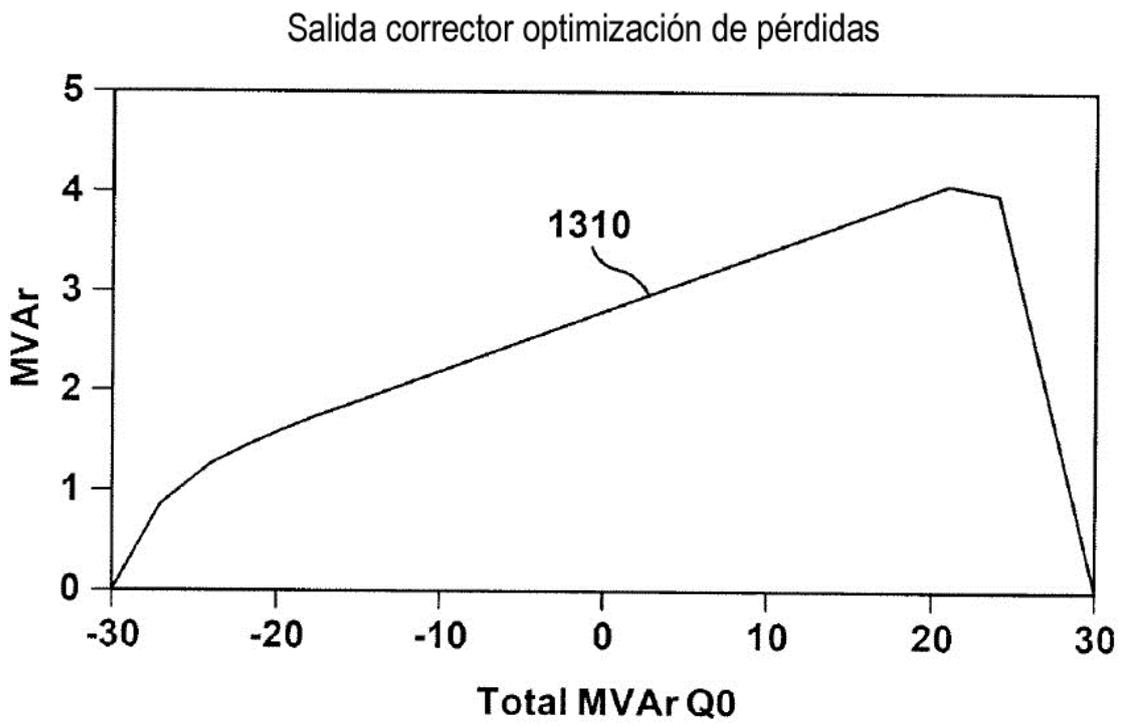


Fig. 13