

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 447 569**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/24 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **21.10.2009 E 09173575 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.12.2013 EP 2182207**

54 Título: **Control de transmisión de área amplia de parques eólicos**

30 Prioridad:

31.10.2008 US 262951

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

12.03.2014

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**ACHILLES, ALFREDO S.;
VYAS, PARAG y
DELMERICO, ROBERT W.**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 447 569 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 transmisión de área amplia de parques eólicos

La presente invención se refiere, en general, al control de estabilidad de sistemas de parques eólicos eléctricos dentro de un sistema de energía eléctrica y, más específicamente, al control de la estabilidad dinámica y de la tensión de un sistema de energía eléctrica mediante el control de sistemas de parques eólicos eléctricos.

Típicamente, un sistema de energía eléctrica incluye una pluralidad de activos de generación de energía, que se extienden sobre un área geográfica. El sistema de energía eléctrica también incluye sistemas que consumen energía (cargas) que también pueden extenderse sobre el área geográfica. El sistema de energía eléctrica también incluye una red, una serie de líneas de energía eléctrica y equipos asociados utilizados para transmitir y distribuir electricidad a través de un área geográfica. La infraestructura de la red, puede incluir, pero no se limita a dispositivos de interconexión, de control, de mantenimiento, y de 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 energía de salida de cada uno de los activos de generación de energía, por ejemplo, usando lógica de procesamiento. El operador de red normalmente opera el sistema de control centralizado. La energía de salida de los activos de generación de energía controlados por el sistema de control centralizado puede incluir, pero no está limitado a, una cantidad de energía eléctrica, y una tensión para la energía eléctrica.

El documento US 2005/0040655, por ejemplo, describe un sistema convencional de este tipo en el que una red de sistemas generadores de turbina eólica de velocidad variable incluye un controlador de sistema para controlar la potencia real y reactiva de los generadores individuales.

Los activos de generación de energía incluyen estaciones de generación de energía individuales. Cada estación de generación de energía, por ejemplo, puede servir a una región geográfica dentro de la red mediante el suministro de energía eléctrica a tales regiones. Los activos de generación de energía pueden incluir, cada uno, cualquier tipo de fuente de energía. Por ejemplo, los activos de generación de energía pueden incluir una fuente de energía que genera energía eléctrica, al menos parcialmente, a partir de carbón, agua, un fluido combustible tal como gasolina, gas natural, gasóleo, etc., energía nuclear, eólica, y solar.

La energía eólica se utiliza a menudo para generar energía eléctrica en centrales eléctricas, a menudo llamadas 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, la potencia activa. Larsen, en las patentes US 7.119.452, US 7.166.928, y US 7.224.081, describe un control de tensión para generadores eólicos, incluyendo un controlador a nivel de parque con un comando de potencia reactiva y un sistema de control del generador de turbina eólica. El control de la tensión del generador de la turbina eólica puede proporcionarse mediante la regulación de la tensión de acuerdo a un conjunto de referencia mediante un controlador (subestación o nivel de parque) mayor que el nivel del generador. La potencia reactiva se puede regular sobre un plazo más largo (por ejemplo, unos segundos), mientras que la tensión en los terminales del generador de la turbina eólica se regula en un plazo más corto (por ejemplo, la fracción de un segundo) para mitigar el efecto de los transitorios de la red rápida.

Por razones económicas, y como uno de los enfoques para reducir los impactos ambientales de la generación de energía con combustibles fósiles, se producen generadores de turbinas eólicas con mayor potencia de salida y se ponen en funcionamiento parques eólicos con un mayor número de generadores de turbinas eólicas. La salida de potencia de los parques eólicos en el futuro puede comprender una parte mucho mayor de la energía total que se suministra y se transmite a lo largo de la red de transmisión. Al mismo tiempo, existe una creciente preocupación acerca de la capacidad de transmisión disponible para nuevos parques eólicos a gran escala, y los problemas de estabilidad que limitan la capacidad de transmisión.

La capacidad máxima de operación de los sistemas de transmisión a menudo puede estar limitada por la estabilidad de la tensión, los límites de la tensión, y las oscilaciones electromecánicas, en lugar de por los límites de la carga térmica. Si estas limitaciones se pueden superar, los activos de la red pueden utilizarse mejor y, en algunos casos, puede evitarse la inversión en activos adicionales.

La figura 1 muestra una curva de respuesta representativa de un colapso del sistema de transmisión debido a la mayor transferencia de energía entre áreas y cómo la aplicación de los controles inventivos para los parques eólicos puede extender la operación del sistema de transmisión, evitando el colapso de tensión. El eje vertical representa el flujo de energía de tensión del sistema de transmisión 175 y el eje horizontal representa el flujo de potencia 180. En un estado de tensión, cuando el flujo de potencia (P) 175 aumenta, la tensión 180 en un punto dado en la línea de flujo de la tensión respecto a la potencia (línea continua) 185 comienza a disminuir. La potencia P que puede ser transmitida en el sistema debe limitarse por debajo de P_{max_1} 194 debido al colapso de la tensión. Si la potencia aumenta cerca de P_{max_1} 194, la tensión 180 se "colapsa" considerablemente, normalmente causando operaciones de reinstalación de protección y desconexiones de carga. En la práctica, se mantiene un margen operativo (no mostrado) por debajo de P_{max_1} 194 para evitar el colapso.

Los modos de oscilación electromecánicos que se pueden producir pueden ser locales, donde los generadores síncronos individuales en los activos de generación de energía oscilan contra del sistema de energía eléctrica (del orden de 0,3 a 1 Hz), entre áreas, donde los grupos de generadores oscilan sobre un sistema de larga distancia (0,2 a 1,0 Hz), y oscilaciones complejas que pueden ser una combinación de modos locales y entre las áreas.

5 Será más probable que se produzcan oscilaciones electromecánicas dentro de los generadores tradicionales en la red. Las tecnologías actuales del generador de turbina eólica (WTG) no participan en la oscilación (aunque pueden afectar a su amortiguación). Además, los nuevos conceptos potencias de WTG (convertidores de par hidráulico con máquinas síncronas conectadas directamente) podrían participar activamente en los modos de oscilación electromecánicos.

10 La amortiguación de las oscilaciones electromecánicas se puede mejorar con dispositivos de control en la excitación de generadores síncronos o controles del estabilizador del sistema de energía (PSS). El PSS se ha aplicado en la generación de energía convencional.

15 Los dispositivos de los sistemas de transmisión de corriente alterna flexibles (FACTS) son soluciones a muchos problemas en el sistema de transmisión. Estos dispositivos a menudo consisten en la adición de condensadores en serie o en derivación en combinación con otros dispositivos pasivos o conmutadores activos que se pueden añadir a la red de transmisión. Los dispositivos FACTs típicos son compensadores de VAR estáticos (SVC) y compensadores síncronos estáticos (STATCOM). El SVC y STATCOM son dispositivos eléctricos para proporcionar una rápida acción de compensación de energía reactiva en las redes de transmisión eléctrica de alta tensión. Otras soluciones consisten en la construcción de líneas adicionales y la utilización de condensadores en serie en las líneas largas. Sin embargo, los enfoques FACTS incurren en el coste de las soluciones de hardware.

20 En consecuencia, existe la necesidad de proporcionar una estructura y un procedimiento para la prevención de un colapso de tensión en un sistema de transmisión, donde el colapso de tensión resulta en condiciones de tensión en la línea de transmisión. Además, existe la necesidad de mejorar la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas dentro de la red eléctrica.

25 Varios aspectos de la presente invención se refieren a un sistema como se define en las reivindicaciones adjuntas para el uso de capacidades de control de tensión de un parque eólico para proporcionar estabilidad en un sistema de transmisión. Específicamente las capacidades de control de tensión del parque eólico pueden utilizarse: 1) para evitar el colapso de tensión en un sistema de red estresado, y 2) para proporcionar amortiguación de oscilaciones electromecánicas en la red a la que se pueden conectar los parques eólicos.

30 La mejora deriva de la capacidad de un controlador de parque eólico local para controlar la salida de potencia reactiva de las turbinas de viento locales. Esto es posible gracias a los convertidores electrónicos de potencia utilizados en las turbinas de viento y su capacidad para suministrar potencia reactiva incluso a velocidades de viento cero. El parque eólico se puede suministrar con las mediciones de área amplia, que se incorporan en el controlador. La coordinación de múltiples parques eólicos para ayudar en la estabilización de la red de transmisión es también una característica de la presente invención. Pueden proporcionarse una mejora de la estabilidad y el control de la tensión de las redes de transmisión, de una manera robusta, durante eventos y posteriores a un fallo. En última instancia, puede aumentar la utilización de los activos de red utilizando el equipo disponible en un parque eólico.

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

40 La figura 1 ilustra una curva de respuesta que muestra una curva representativa de un colapso del sistema de transmisión, debido a la sobrecarga y cómo la aplicación de los controles inventivos para los parques eólicos podrá extender la operación del sistema de transmisión, previniendo un colapso de tensión;

45 La figura 2 ilustra un sistema de transmisión que incorpora puntos de medición de parámetros del sistema para una pluralidad de fuentes de generación de energía eléctrica de energías no renovables y por lo menos un parque eólico de generación eléctrica;

La figura 3 ilustra una configuración de parques eólicos con controladores de parques eólicos y otros dispositivos de control para ayudar en el control de un sistema de transmisión;

50 La figura 4 ilustra una realización de un controlador coordinada de la invención para mejorar la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que ocurren en un sistema de transmisión como el de la figura 1;

La figura 5 ilustra una realización de un control coordinado de la invención proporciona un control para turbinas de viento de varios parques eólicos;

La figura 6 ilustra una realización de un controlador coordinado de la invención que proporciona control para turbinas de viento y dispositivos de control reactivos asociados dentro de múltiples parques eólicos;

La figura 7 ilustra una representación esquemática de una red de transmisión de la técnica anterior incluyendo dos áreas ambas con capacidad de generación de energía y capacidad de suministro de carga conectadas a un parque eólico;

5 La figura 8 ilustra una representación de diagrama de bloques de Laplace de redes para pequeño análisis de la señal de oscilación electromecánica;

Las figuras 9A a 9C ilustran una simulación en tiempo de un evento de conmutación de carga de la red de transmisión de la figura 7 sin un bucle de estabilización;

La figura 10 ilustra una representación de diagrama de bloques de Laplace de redes para pequeño análisis de la señal de oscilación electromecánica, incluyendo un circuito de estabilización;

10 La figura 11 ilustra una realización de un controlador de parque eólico de la invención que incorpora un bucle de estabilización para mejorar la amortiguación de la oscilación electromecánica de la red; y

Las figuras 12A a 12D ilustran una simulación en tiempo de un evento de conmutación de carga de la red de transmisión de la figura 7 que incorpora una realización del bucle de estabilización de la invención.

15 Las siguientes realizaciones de la presente invención pueden tener muchas ventajas, incluyendo la mejora de la estabilidad dinámica y la tensión de los sistemas de transmisión a través de la utilidad de control coordinado de parques eólicos.

20 Unos medios de medición eléctrica del sistema (con o sin fasores sincronizados) se suministran a uno o más controladores de parques eólicos, que a su vez llevan a cabo una función de regulación de la mejora del rendimiento de tensión y/o amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en la red de suministro eléctrico. La estructura de control puede ser de carácter descentralizado, la cual mantiene el funcionamiento en caso de fallas en la comunicación. Los beneficios son un mejor rendimiento de tensión, la amortiguación mejorada de las oscilaciones electromecánicas y en última instancia, una mayor utilización de los activos, lo que reduce la necesidad de instalar activos de red adicionales.

25 Ciertos aspectos de la presente invención utilizan la capacidad de un controlador de parque eólico local para controlar la salida de potencia reactiva de las turbinas de viento locales. Esto es posible gracias a los convertidores electrónicos de potencia utilizados en las turbinas de viento y su capacidad para suministrar potencia reactiva incluso a velocidades de viento cero. De acuerdo con un aspecto de la invención, uno o más parques eólicos en una red pueden ser suministrados con mediciones de área amplia del sistema de transmisión. Las mediciones de área amplia se introducen en un controlador coordinado. El controlador coordinado puede proporcionar una regulación para un solo parque eólico o para varios parques eólicos. La regulación llevada a cabo por el controlador coordinado puede ayudar a mantener la tensión en la red y la prevención de colapso de tensión, puede ayudar a proporcionar amortiguación de oscilaciones en la red, o proporcionar una combinación de control y de amortiguación de tensión. Las mediciones de área amplia pueden o no estar en la forma de fasores sincronizados.

35 El uso de mediciones de área amplia para la mejora de la estabilidad de los sistemas de transmisión se ha propuesto en la literatura. Kamwa, Grondin y Hebert ("Wide-Area Measurements Based Stabilizing Control of Large Power Systems - A Decentralized/Hierarchical Approach", IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, Nº 1, páginas 136 a 152, febrero de 2001) muestra en un sistema de Hydro-Quebec la amortiguación mejorada de los modos entre áreas, perfiles mejorados de tensión en los buses remotos débiles y en general una mejor solidez del sistema mediante la utilización de algunas de las mediciones de área amplia y señales de control adicionales en un pequeño número de controladores de PSS. Quintero y Venkatasubramanian ("A Real-Time Wide-Area Control Framework for Mitigating Small-Signal Instability in Large Electric Power Systems", Proc. 38a Hawaii Intl. Conf. Systems Sciences - 2005), describen un controlador centralizado que utiliza mediciones de área amplia y SVCs dispersos para mejorar la amortiguación durante y después de los fallos del sistema.

45 Los sistemas de mediciones de área amplia (WAM) (también asociados con los términos de Monitoreo de Área Amplia) comprenden los sensores, los dispositivos electrónicos y las redes de comunicación que permitan una vigilancia rápida de ubicaciones remotas. Las redes de comunicación operan en las regiones geográficamente dispersas con alta velocidad y fiabilidad. La información sobre el comunicado en todo el sistema debe ser transmitida en "tiempo real", es decir que se garantiza que los datos llegan dentro de un retardo de tiempo fijo y previamente especificado. Los dispositivos electrónicos pueden ser típicamente "Dispositivos Electrónicos Inteligentes" que se definen en el informe técnico IEC TR 61850-1, primera edición 2003-04, "Communication networks and systems in substations - Part 1: Introduction and overview". Los protocolos de comunicación incluyen el estándar IEEE 1344-1995 estándar para sincrofasores para el sistema eléctrico, de fecha 30/03/2001. El estándar IEEE 1344-1995 dirige los sistemas de medición de los fasores sincronizados en las subestaciones, incluyendo la sincronización de las conversiones de datos a fasor, el muestreo de datos, formatos para la temporización de entrada y salida de datos del fasor desde una unidad de medición fasorial (PMU). No se especifica el tiempo de respuesta, hardware, software exactitud o un proceso para el cálculo de fasores. El estándar describe los protocolos de comunicación dentro de una subestación o red de área local (LAN), tal como uno para un parque eólico u otra área de generación/carga de energía. Este estándar no cubre el intercambio de datos entre una subestación y un centro de monitorización remota

o de control.

La figura 2 ilustra una representación esquemática de un sistema de transmisión 5 que conecta varios grupos de generadores y cargas junto con una (o más) turbinas eólicas dispuestas en uno o más parques eólicos. Los grupos del generador/grupos de carga Grupo 1 10, Grupo 2 20 y Grupo 3 30 representan y pueden incluir uno o más generadores que suministran energía eléctrica a partir de una o más fuentes de energía, como el carbón, vapor, agua, un fluido combustible tal como gasolina, gas natural, combustible diésel, energía solar, energía nuclear, y una estación de energía de turbina de gas. El grupo generador/carga individual puede alimentar cargas local al grupo como instalaciones industriales, comerciales y residenciales. El sistema de transmisión puede además estar unido junto con uno o más parques eólicos 40 incluyendo uno o más generadores de turbinas de viento 45 por líneas de transmisión 50.

El sistema de transmisión incluye parámetros como la potencia activa (P), potencia reactiva (Q), magnitud de corriente (I) y ángulo de fase (ϕ) entre los grupos electrógenos. Estos parámetros incluyen una anotación en los subíndices que representan la relación entre los grupos de generador/carga. La cantidad de P_{32} , Por ejemplo, representa el flujo de potencia activa del Grupo 3 al Grupo 2 medido en la salida del Grupo 3, en la dirección de la flecha marcada en el diagrama. La dirección de esta flecha es arbitraria y sólo se describe la convención usada aquí para la dirección de flujo positivo. Cualquiera de las cantidades puede ser de valor negativo. En cada uno de los grupos, las cantidades δ_i o V_i representan el ángulo de fase y la magnitud de vector de tensión medido en el Grupo i.

En cada uno de los grupos de generador/carga, se pueden proporcionar puntos adecuados para las mediciones de los parámetros P, Q, I, ϕ , δ_i y V_i . Los parámetros se pueden proporcionar de forma remota a un controlador de parque eólico para facilitar la estabilidad de la tensión en la red y el control de las oscilaciones electromecánicas, que pueden ocurrir entre y en medio de los grupos de generador/carga de transmisión. La medición de los parámetros anteriores se puede lograr en los grupos de generador/carga, para el parque eólico y en otros puntos de la red de transporte por instrumentos comparables a los definidos en el Informe Técnico IEC TR 61850-1, primera edición 2003-04. Los datos se pueden medir y manejados como fasores sincronizados. Debido a que los fasores sincronizados están referenciados a las referencias altamente precisas y exactas de tiempo común, como un reloj de sistema de posicionamiento global y pueden ser incorporados dentro de un sistema de transmisión de alta velocidad, las mediciones tomadas incluso en áreas geográficas ampliamente distribuidas pueden ser comparadas con precisión con el fin de controlar elementos ampliamente dispersos, tales como partes de un sistema de transmisión. El manejo de datos para las mediciones fasoriales sincronizadas se pueden realizar de acuerdo al Estándar IEEE 1344-1995 "Standard For Synchrophasors For Power Systems", de fecha 30/03/2001.

La figura 3 ilustra una configuración de parques eólicos con controladores de parques eólicos y otros dispositivos de control dentro de un sistema de transmisión, incluidas las zonas de generación/carga. El sistema de transmisión 300 incluye dos parques eólicos 325 que representan una pluralidad de parques eólicos de cualquier número que puede estar conectada al sistema de transmisión 300 a través de un punto de conexión común 315. El sistema de transmisión 300 incluye además una pluralidad de zonas de generación/carga, representado por dos zonas, la zona 1 305 y la zona 2310. Una línea de transmisión 330 está prevista entre el Área 1 305 y el Área 2310. Parámetros del sistema de transmisión se denotan consistentes con la nomenclatura descrita anteriormente con respecto a la figura 2. Cada parque eólico 325 puede incluir una pluralidad de generadores de turbina eólica (WTG) 340 y el transformador de conexión asociado 345 para cada WTG 340 individual conectado a un bus colector 350. Un transformador principal T 355 se conecta al bus 350 de colector a cada parque eólico hasta el punto de conexión común 315 para la línea de transmisión 330. El parque eólico 325 puede incluir además otros activos, tales como condensadores en derivación 360 y cambiadores de tomas en carga (OLTCs) 365 para transformadores principales 355. Un controlador del parque eólico local 385 puede proporcionar un control global para el funcionamiento del WTG 340 y otros elementos de control dentro del parque eólico 325. Los controladores de parques eólicos locales 385 podrán prever el control de potencia activa y reactiva de los generadores de turbinas de viento.

En este sistema de ejemplo, la potencia (P) fluye desde el Área 1 305 hacia el Área 2 310 a través de la línea de transmisión 320. En uno o más puntos 380, 381, 315 en el sistema, que pueden estar predefinidos, los parámetros del sistema son medidos por instrumentos 390 y se suministran a un controlador de parque eólico coordinado 395, que coordina la respuesta de uno o más parques eólicos 325 y/u otros activos tales como los condensadores en derivación 360 y cambiadores de tomas en carga (OLTCs) 365 dentro de los parques eólicos 325.

Las señales 391, 392, 393 que representan los parámetros del sistema de transmisión detectados se pueden proporcionar al controlador del parque eólico coordinado 395 para ayudar a evitar el colapso de tensión en la línea de transmisión. La prevención del colapso de tensión en la línea de transmisión puede ser proporcionada a través de la regulación de la potencia reactiva de los parques eólicos a través de señales de control. Los parques eólicos también pueden incluir condensadores en derivación 360 y otros dispositivos de control, que opera por la señal de control 397 bajo la dirección del controlador parque eólico local 385. Los condensadores en derivación pueden ayudar a prevenir el colapso de tensión en la línea de transmisión. Una pluralidad de parámetro de sistema de transmisión puede ser proporcionada al controlador coordinado del parque eólico. En un aspecto adicional, la potencia activa se puede reducir como una variable para el control de colapso de tensión.

La figura 4 ilustra un sistema de control de turbina eólica con un controlador 400, que se refiere como un "controlador de parque eólico coordinado" que puede utilizarse para limitar las oscilaciones de tensión que se producen en un sistema de transmisión, tal como la que se ilustra en la figura 3. La medición de los parámetros del sistema se puede obtener del sistema en puntos de medición en una pluralidad de ubicaciones. Los puntos de medición pueden ser representados por un primer punto 401 y un segundo punto 402 representativos del área 1 403 y del área 2 404, respectivamente. Las mediciones descritas anteriormente se pueden proporcionar como fasores sincronizados. Los instrumentos de medición 405 detectan parámetros del sistema y proporcionan las medidas a una red de comunicaciones 415 para su transmisión al controlador eólico coordinado 430. Una realización del controlador del parque eólico coordinado 430 incluye una implementación para el algoritmo, puede contener un elemento de purga de filtro 435, un compensador de adelanto-retraso 440 y una ganancia 445 con un limitador de salida 450.

El filtro de purga 435 es un filtro de paso alto que rechaza entradas de estado estacionario y de muy baja frecuencia, mientras que pasan entradas intermedias de frecuencia medias a altas. Se utiliza para que el controlador no afecte el punto de funcionamiento de estado estacionario del sistema, pero en su lugar permite modificaciones de alrededor del punto de funcionamiento. Filtros adicionales tales como filtros de paso bajo pueden ser incluidos. El compensador de adelanto-retraso 440 es un filtro que está diseñado para avanzar o retardar la fase de componentes de frecuencia en las frecuencias deseadas y se aplica para mejorar las características de amortiguación dentro del circuito de control de realimentación. La ganancia 445 representada por valor K es la relación de la salida de señal de entrada. El componente de saturación 450 produce una salida idéntica al valor de entrada a menos que la entrada es mayor que un límite predefinido superior o inferior a un límite predefinido inferior, en cuyo caso la salida se establece en el límite superior o inferior, respectivamente.

La salida 460 del controlador del parque eólico coordinado 430 se transmite entonces por la red de comunicaciones 425 al controlador del parque eólico local 410. La señal de salida 430 puede ser al menos una de un cambio de referencia de tensión del parque eólico ($\Delta V_{ref}(WP)$) 460, cambio de referencia de potencia reactiva del parque eólico ($\Delta Q_{ref}(WP)$) 465, cambio de referencia de tensión viento de turbina individual ($\Delta V_{ref}(WT)$) 470, cambio de referencia de potencia de turbina de viento reactiva individual ($\Delta Q_{ref}(WT)$) 475, o en otros formatos útiles para un sistema de control de parques eólicos (tal como se describe por Larsen, en las patentes US 7.119.452, US 7.166.928, y US 7.224.081). La realización descrita anteriormente describe el control de un único parque eólico 475, pero tal control puede extenderse a múltiples parques eólicos. El controlador del parque eólico coordinado 430 puede estar ubicada físicamente en un sistema informático 480 incorporado como parte de un sistema de gestión de parque eólico 485 que puede estar presente en el parque eólico 475, que se encuentra físicamente en un sistema informático del operador del sistema de servicio 490, o tal vez se implementará en un sistema informático independiente 495.

Haciendo referencia de nuevo a la figura 1, la aplicación de los controles de estabilidad inventivos para la tensión de la línea de transmisión realizada por medio del control de los parques eólicos conectados a la red de transporte puede extender la operación del sistema de transmisión, evitando el colapso de tensión. Por ejemplo, la capacidad del sistema para transmitir la energía antes de la aparición de un colapso de tensión se extiende (línea discontinua) de 195 a P_{max2} 198.

La figura 5 ilustra una realización de un controlador de parque eólico coordinado de la invención que puede utilizarse para limitar las oscilaciones de tensión que se producen en un sistema de transmisión, tal como el que se ilustra en la figura 1. La figura 5 representa una extensión del caso de la figura 4 donde el control se extiende a varios parques eólicos. No se muestran los elementos detallados incluidos en el controlador pero esencialmente las funciones del controlador en la figura 4 se extienden a la caja de múltiples entradas y salidas.

El sistema de control del parque eólico coordinado 500 incluye una pluralidad de controladores de parques eólicos locales, representados como el controlador de parque eólico 1 571, el controlador de parque eólico 2 572, y el controlador parque eólico n 575 para proporcionar un control de la estabilidad de una red de transmisión. El sistema de control del parque eólico coordinado 500 no se limita al control de cualquier número específico de parques eólicos. El controlador del parque eólico coordinado 500 recibe una pluralidad de conjuntos de medición (representado como el conjunto de medición 1 511, el conjunto de medición 2 512, ..., el conjunto de medición n 515). Cada uno de los conjuntos de medición puede incluir los parámetros del sistema de transmisión, que pueden incluir (P , Q , I , ϕ , δ , y V_i) a partir de una pluralidad de diferentes puntos de medición 520, 521, ..., 525 en la red de transmisión. Los conjuntos de medición 511, 512, ..., 515 son transmitidos por una red de comunicación 525 desde los sensores 531, 532, ..., 535 en los puntos de medición en el controlador del parque eólico coordinado 550. Las señales de salida procedentes del controlador del parque eólico coordinado 550 se transmiten por la red de comunicación 545 al respectivo controlador de parques eólicos 571, 572 ... 575.

La salida del controlador coordinada proporciona señales de control para m parques eólicos diferentes con el fin de mejorar la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en la línea de transmisión. Los elementos del controlador coordinado pueden incluir un filtro de purga ampliado para el caso de múltiples salidas y múltiples entradas, un filtro que muestra propiedades del filtro de avance y retraso en la figura 4 (múltiples entradas múltiples salidas), una matriz de amplificación, y límites de saturación sobre las salidas. Las múltiples señales de control a los parques eólicos pueden incluir al menos uno de un cambio de referencia de tensión del parque eólico ($\Delta V_{ref}(WP)$)

460, cambio de referencia de potencia reactiva del parque eólico ($\Delta Q_{ref} (WP)$) 465, cambio de referencia de tensión de turbina de viento individual ($\Delta V_{ref} (WT)$) 470, cambio de referencia de potencia de turbina de viento reactiva individual ($\Delta Q_{ref} (WT)$) 475, descrito anteriormente con respecto a un solo controlador de parque eólico 430 de la figura 4.

5 La figura 6 ilustra una realización de un controlador coordinado de la invención que proporciona control para turbinas eólicas y dispositivos de control de reactivos asociados dentro de múltiples parques eólicos. El controlador del sistema coordinado 605 proporciona salidas para el control de una pluralidad de dispositivos de control reactivos del sistema, además de la señal de control de estabilización 665 para los parques eólicos 695. Tales dispositivos de control de reactivos pueden incluir condensadores en derivación pasiva 670 y el cambiadores de toma de carga 675.

10 Las entradas son un tensión de referencia (V_{ref}) 610 que pueden programarse previamente o fijarse por parte del operador del sistema de servicios públicos y se puede actualizar de vez en cuando. (V_{ref}) 610 se compara con una medición de tensión (V_{remoto}) 625 que es a partir de un punto P1 626 definido en el sistema transmisión y puede ser a distancia desde cualquier punto P2 696 desde el que los parques eólicos 695 conectados a la red del sistema. En este ejemplo, el controlador del sistema coordinado 605 puede incluir un algoritmo regulador ($P + I$) proporcional-integral 630 y luego un algoritmo de distribución (Network Solutions) 640 cuyo efecto técnico es suministrar señales de mando a uno o más parques eólicos y/o dispositivos pasivos tales como los condensadores en derivación 670 y cambiadores de tomas en carga 675. Las limitaciones 645 pueden incluir la potencia y la tensión reactiva para los diversos parques eólicos y los nodos de la red de transmisión podrán ser considerados en el procesamiento del algoritmo. Las señales de comando a los parques eólicos pueden incluir la referencia de potencia reactiva ($Q_{ref} (WP)$) 680 o referencia de tensión ($V_{ref} (WP)$) 685).

La figura 7 muestra una representación esquemática de una red de transporte, incluidas las dos áreas con tanto la capacidad de generación de energía como la capacidad de suministro de carga conectadas a un parque eólico. El área de transmisión/carga del generador 1 710 y el área 2 720 están conectadas por líneas de transmisión 725 que incluyen una reactancia 723. Una pluralidad de generadores de turbinas eólicas 740 está conectada a través de transformadores de conexión 745 al bus de recogida 750. El bus de recogida está ligado a un punto de conexión común 715 a través del transformador principal 755. El área de transmisión/carga del generador 1 710 y el área de transmisión/carga del generador 2 720 suministran cargas de área local PL1 724 y PL2 725, respectivamente. El área de transmisión/carga del generador 1 710 y el área de transmisión/carga del generador 2 720 proporcionan tensiones de salida E1 en el ángulo de referencia δ_1 y la tensión de salida E2 en el ángulo de referencia δ_2 , respectivamente.

La figura 8 ilustra una representación de diagrama de bloques de Laplace de la red de la figura 7 para pequeñas análisis de la señal de oscilación electromecánica. M1 y M2 representan la inercia equivalente de la zona 1 y de la zona 2, respectivamente. D1 y D2 representan constantes de carga de amortiguación de la zona 1 y de la zona 2, respectivamente. E1 y E2 representan las magnitudes de tensión para el área 1 y el área 2, respectivamente. δ_1 y δ_2 representan el ángulo de tensión con respecto a la misma referencia para el área 1 y el área 2, respectivamente. PL1 y PL2 representan el consumo de potencia de carga en la zona 1 y la zona 2, respectivamente. ω_1 y ω_2 representan la frecuencia de la zona 1 y de la zona 2, respectivamente. X representa la reactancia efectiva total entre la zona 1 y la zona 2. δ_{10} y δ_{20} representan el ángulo inicial de tensión con respecto a la misma referencia. I₀ representa la magnitud inicial de la corriente entre la zona 1 y la zona 2. T es el coeficiente de torsión de sincronización determinado de acuerdo con:

$$T = (E_1 \cdot E_2 / X) \cdot \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad \text{Ecuación 1.}$$

De acuerdo con el valor de T, un flujo de potencia diferencial es impulsado entre la zona 1 y la zona 2. El flujo de corriente diferencial entre la zona 1 y la zona 2 debe ser lo suficientemente fuerte para mantener las dos áreas en sincronismo. Dependiendo de la característica de amortiguación del sistema, el flujo de potencia diferencial puede ser amortiguado, puede oscilar, o puede crecer hasta un punto en el que se producen los desplazamientos del sistema.

Las figuras 9A-9C ilustran una simulación en tiempo de un evento de conmutación de carga de la red de transmisión de la figura 7 sin un bucle de estabilización. La figura 9A ilustra una respuesta transitoria para la corriente 910 que fluye entre las zonas. La figura 9B ilustra una respuesta intermedia para la energía 920 que fluye entre zonas. La figura 9C ilustra una respuesta de tensión 930 en el punto de conexión (POC) entre el parque eólico y la red (figura 7). El intermedio es iniciado por un cambio de carga en T1 940 que inicia una oscilación de modo de resonancia para la corriente 910, la potencia 920 y la tensión 930. Se muestran las amplitudes de pico A₁970, A₂975 y A₃980 de las oscilaciones de corriente, potencia y tensión.

La figura 10 muestra una representación de diagrama de bloques de Laplace de redes para pequeños análisis de la señal de oscilación electromecánica, incluyendo un circuito de estabilización. El modelo de pequeña señal de Laplace de la figura 8 puede ser modificado mediante la incorporación de un flujo de potencia de sincronización ΔP_s 888 añade a la salida del bloque de generación de par T 880 en el sumador 890 para producir un flujo de corriente diferencial modificado ΔP_{12} 895. El nuevo ΔP_s 888 de flujo de potencia de sincronización se puede generar con el controlador del parque eólico de la invención.

La figura 11 ilustra una realización de un controlador coordinado de parque eólico de la invención que incorpora un bucle de estabilización para mejorar la amortiguación de la oscilación electromecánica de la red. Los parámetros del sistema (I_1 , V_1 , δ_1 y P_1) y (I_2 , V_2 , δ_2 y P_2) pueden medirse por un amplio sistema de medición de área como en la figura 2 y figura 3. ΔI_{12} 1120 (flujo de corriente desde el área 1 al área 2) se puede inferir a partir del flujo de potencia diferencial ΔP_{12} 1110 y E_o 115. ΔI_{12} 1120 puede ser aplicado al controlador del parque eólico coordinado 1140 incluyendo el filtro de purga 1141, el filtro de adelanto-retraso 1142, el factor de ganancia 1143, y el sistema limitador 1144 para proporcionar un ΔQ_{ref} 1150 se transmitirán los datos al controlador del parque eólico local 1160 para el parque eólico 1170 en el sistema de transmisión para estabilizar las oscilaciones. En respuesta al ΔQ_{ref} 1150, el parque eólico 1170 puede generar una salida de tensión diferencial ΔV , dando como resultado un diferencial de salida de corriente ΔI_o 1185, proporcionando una potencia de salida diferencial a la red de transmisión ΔP_s 1190.

Las figuras 12A-12D ilustra una simulación en tiempo de un evento de conmutación de carga de la red de transmisión de la figura 7 que incorpora una realización del bucle de estabilización de la invención. La figura 12A ilustra una respuesta transitoria para la energía 1210 que fluye entre zonas. La figura 12B ilustra una respuesta transitoria para la energía 1220 que fluye entre áreas. La figura 12C ilustra una respuesta de tensión 1230 en el punto de conexión (POC) entre el parque eólico y la red (figura 7). La figura 12D ilustra un comando de potencia reactiva 1250 que incorpora el bucle de estabilización de la figura 11. El intermedio es iniciado por un cambio de carga en T1 1250 iniciando una respuesta oscilatoria amortiguada para la corriente 1210, la potencia 1220 y la tensión 1230. Amplitudes de pico de la respuesta transitoria 1270, 1275 y 1280 para la corriente, la potencia y tensión se reducen significativamente en las amplitudes de pico de oscilaciones 970, 975 y 980 del sistema no estabilizado de la figura 9A-9C.

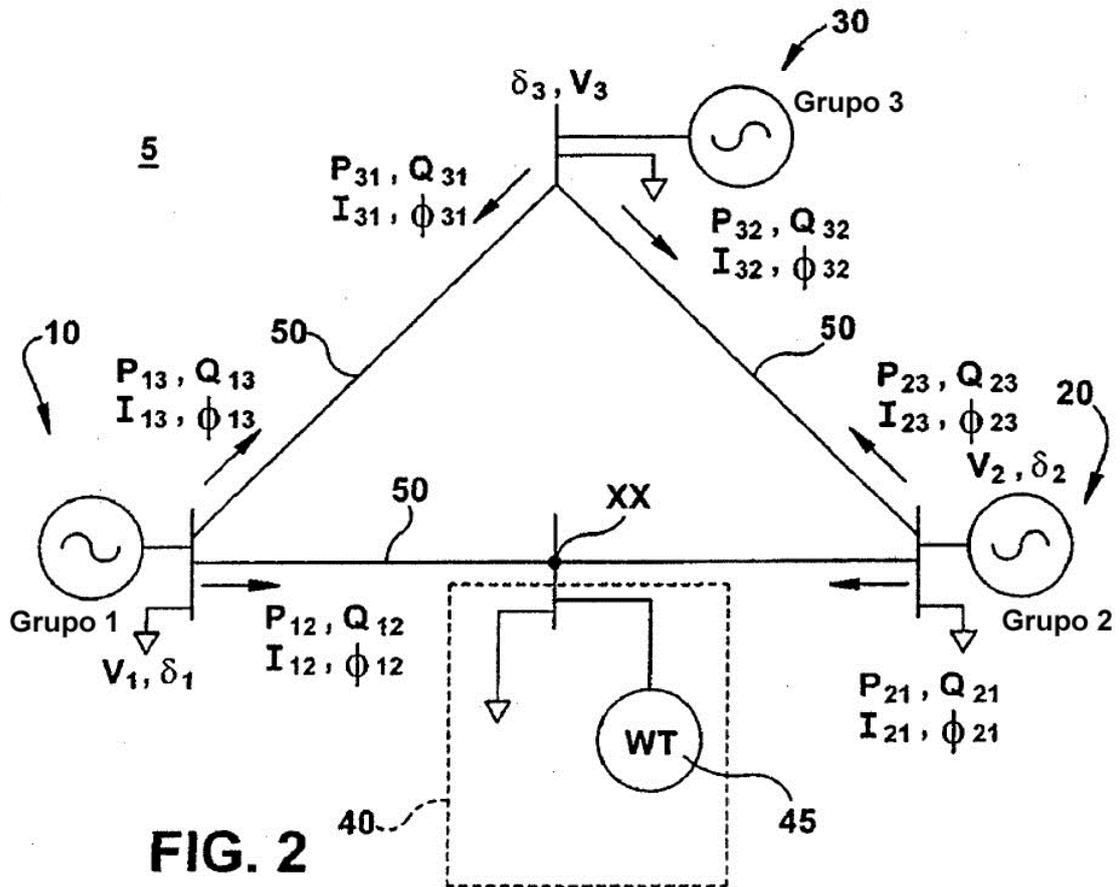
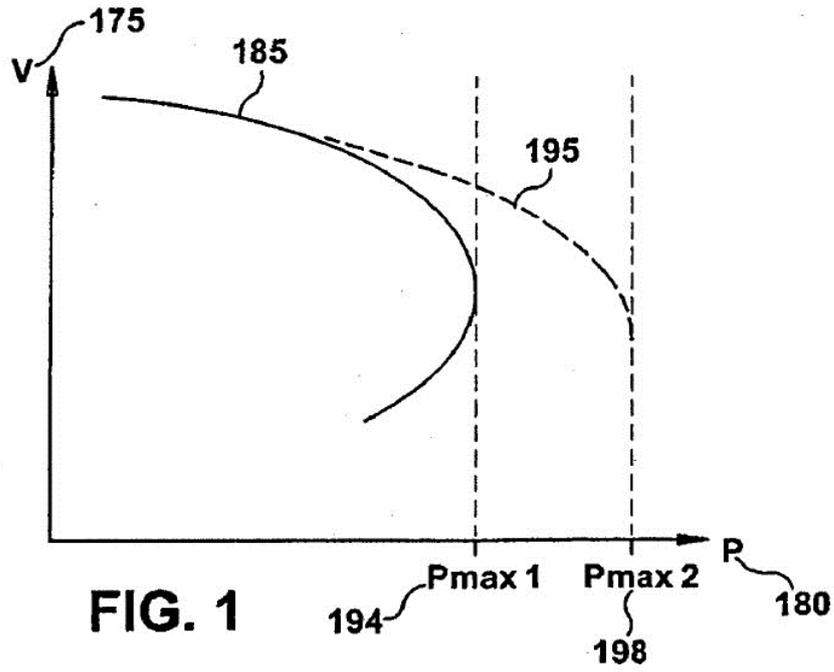
La utilidad de los controles de potencia de parques eólicos puede ser adicionalmente explotada haciendo uso de las mediciones de área amplia y redes de comunicación de gran ancho de banda. Teniendo en cuenta una sola instancia de un parque eólico, la capacidad de proporcionar la potencia reactiva en el punto de interconexión con el convertidor electrónico de potencia de cada turbina, puede mejorar la amortiguación y el rendimiento de tensión. Un plazo adicional para estos controladores que incorporan mediciones de área amplia se utilizan para mejorar la estabilidad del sistema. Un conjunto de parques eólicos con un conjunto coordinado de controladores ajustados, con cada parque eólico suministrado por un pequeño número de mediciones de área amplia posiblemente diferentes podría mejorar aún más el rendimiento general del sistema. Un enfoque alternativo incluye un controlador centralizado con acceso a las mediciones de toda la red y el controlador de alto ancho de banda a las comunicaciones del parque eólico para señales de actuación.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema de control (300) de generadores de turbina eólica, para una pluralidad de parques eólicos (325) que incluye una pluralidad respectiva de generadores (340) de turbinas eólicas conectados a través de un bus de recogida (350) y un transformador principal (355) en un punto de conexión común (315) con una red de transmisión (320) que incluye una pluralidad de grupos de generador/carga (305, 310) distribuidos físicamente dentro de la red de transmisión (320) y que incluye al menos una fuente de energía no renovable (325), que comprende:
- un controlador (385) del parque eólico para cada uno de la pluralidad de parques eólicos (325), en el que el controlador (385) del parque eólico controla el funcionamiento de la respectiva pluralidad de generadores de turbina eólica (340) dentro del parque eólico (325);
- 10 al menos un punto de medición (381, 382) en la red de transmisión (320), estando el al menos un punto de medición (381, 382) alejado de dicho punto de conexión común (315), para la medición de los parámetros de funcionamiento (391, 392) de la red de transmisión (320);
- una pluralidad de sensores (390) dispuestos en al menos un punto de medición (381, 382) para la medición de los parámetros de funcionamiento (391, 392) de la red de transmisión (320) en relación con el control de la pluralidad de parques eólicos (325);
- 15 un controlador del parque eólico coordinado (395) que emplea al menos uno de los parámetros de funcionamiento (391, 392) de la red de transmisión medida (320) en relación con el control de los parques eólicos (325) para generar señales de control de salida (393, 394) para la estabilización de la red de transmisión (320) a una posición remota del punto de conexión común (315) de cada uno de la pluralidad de parques eólicos (325) en la red de transmisión (320); y
- 20 unos medios de comunicación (415 425) para la transmisión de los parámetros de funcionamiento (391, 392) de la red de transmisión (320) para una posición remota del punto de conexión común (315) al controlador del parque eólico coordinado (395) y para la transmisión de las señales de control de salida (393, 394) a al menos uno de la pluralidad de parques eólicos (325).
- 25 2. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el controlador de parque eólico (385) para cada uno de los parques eólicos (325) controla al menos uno de la tensión terminal de un generador de turbina eólica (340), y la tensión de salida para un parque eólico (325), la salida de potencia reactiva para un generador de turbina eólica (340), y la salida de potencia reactiva para un parque eólico (325).
- 30 3. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que las señales de salida (393, 394) desde el controlador de parque eólico coordinado (395) para controlar la estabilidad de la red de transmisión (320) comprenden al menos uno de:
- una señal (1150) para mitigar el colapso de la tensión (185) en la red de transmisión (320); y
- 35 una señal (888) para proporcionar un control de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas (975) que se producen en la red de transmisión (320).
4. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de salida del controlador de parque eólico coordinado (395) comprende además al menos una de:
- una señal de referencia (460) de la potencia reactiva del parque eólico;
- 40 una señal de referencia ((470) de la tensión del parque eólico;
- una señal de referencia (465) de la potencia activa del parque eólico; y
- una señal de referencia (475) de la potencia reactiva del parque eólico.
5. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, operable además para:
- 45 proporcionar limitaciones (645) de la red al controlador coordinado (395) del parque eólico, incluyendo restricciones en al menos uno de la potencia reactiva para el parque eólico (690); la tensión para el parque eólico (690); la potencia reactiva para los nodos (621, 622, 623) de la red de transmisión (320) y la tensión para los nodos (621, 622, 623) de la red de transmisión (320).
6. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, que comprende además:
- 50 un cambiador (675) de tomas en línea para el transformador principal (355), que incluyen la capacidad de control remoto;
- unos compensadores pasivos de derivación (670), que incluyen la capacidad de control remoto;
- una señal de salida (655) desde un controlador (605) del sistema coordinado a al menos uno de los cambiadores (675) de tomas en línea y los compensadores pasivos de derivación (670) para mitigar al menos los colapsos de
- 55 tensión y para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en la red de transmisión.

7. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que los parámetros (391, 392) que se miden mediante los sensores (390) incluyen al menos una de la potencia real, la potencia reactiva, la corriente y el ángulo de fase para al menos un punto de medición (381, 382) en el grupo de la generación de energía/carga (305, 310) para la red de transmisión (320), la magnitud de la tensión y el ángulo de referencia de tensión delta para el al menos un punto de medición (381, 382) en el grupo de generación de energía/carga (305, 310) para la red de transmisión (320).
8. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que los parámetros (391, 392) que se miden mediante los sensores (390) son suministrados al controlador (395) del parque eólico coordinado como fasores sincronizados.
9. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el controlador (395) del parque eólico coordinado comprende además:
- un filtro de purga (435);
 - un compensador de retraso de carga (440);
 - un factor de ganancia (445), y
 - un limitador de salida (450) sujeto.
10. El sistema de control (300) de generadores de turbina eólica de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el controlador (395) de parque eólico coordinado comprende además:
- una entrada de tensión (610) de referencia ajustable;
 - un parámetro (tensión) (625) medido en al menos una posición (626) en la red de transmisión (320);
 - un comparador (615) de la tensión de referencia ajustable (610) y la tensión (625) medida;
 - un filtro integral (630) proporcional;
 - una entrada (645) para la potencia real y los límites de potencia reactiva para al menos uno de los parques eólicos (690) y los nodos (626, 696) de la red; y
 - un algoritmo de distribución (640).

25



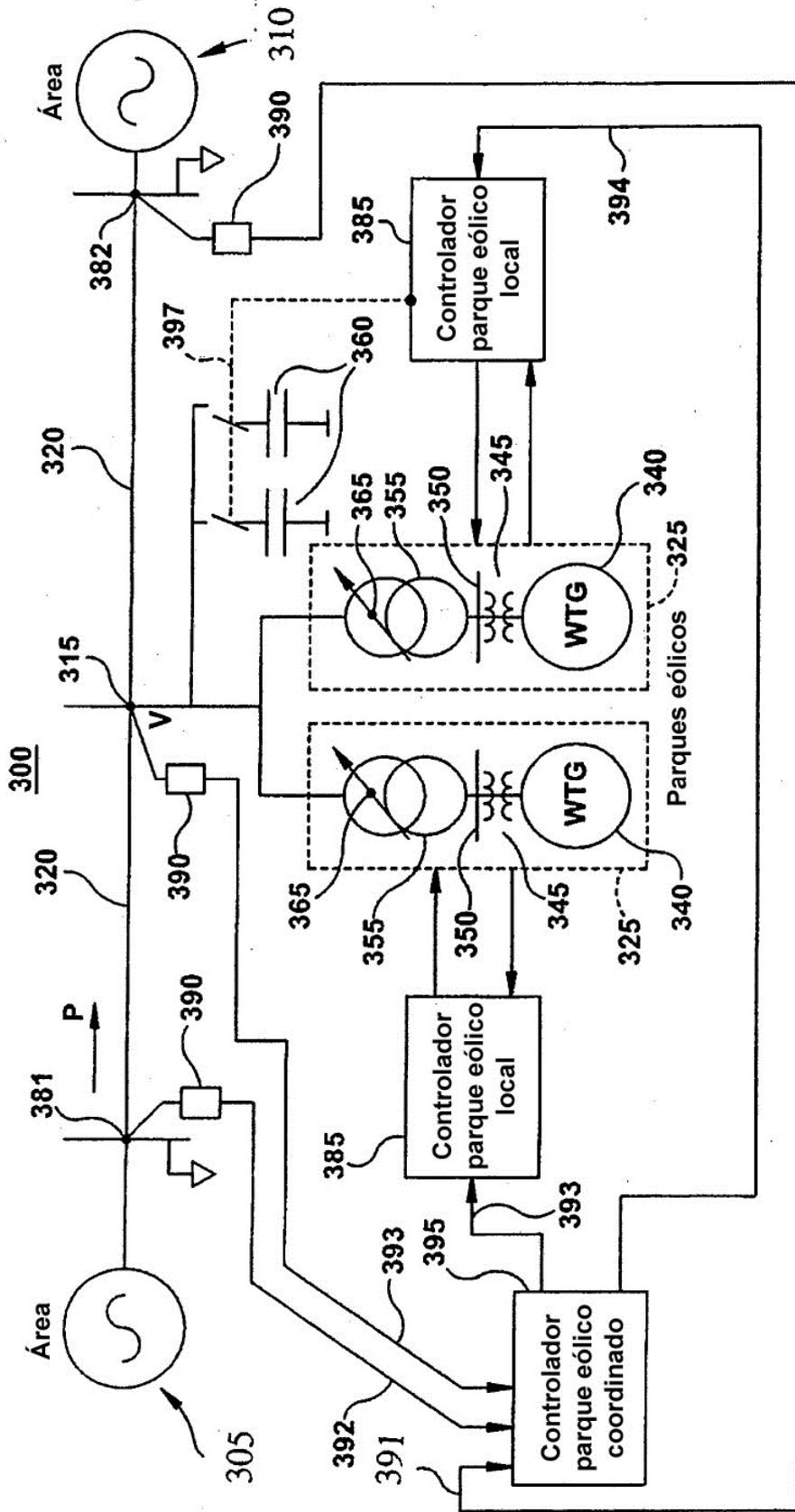


FIG. 3

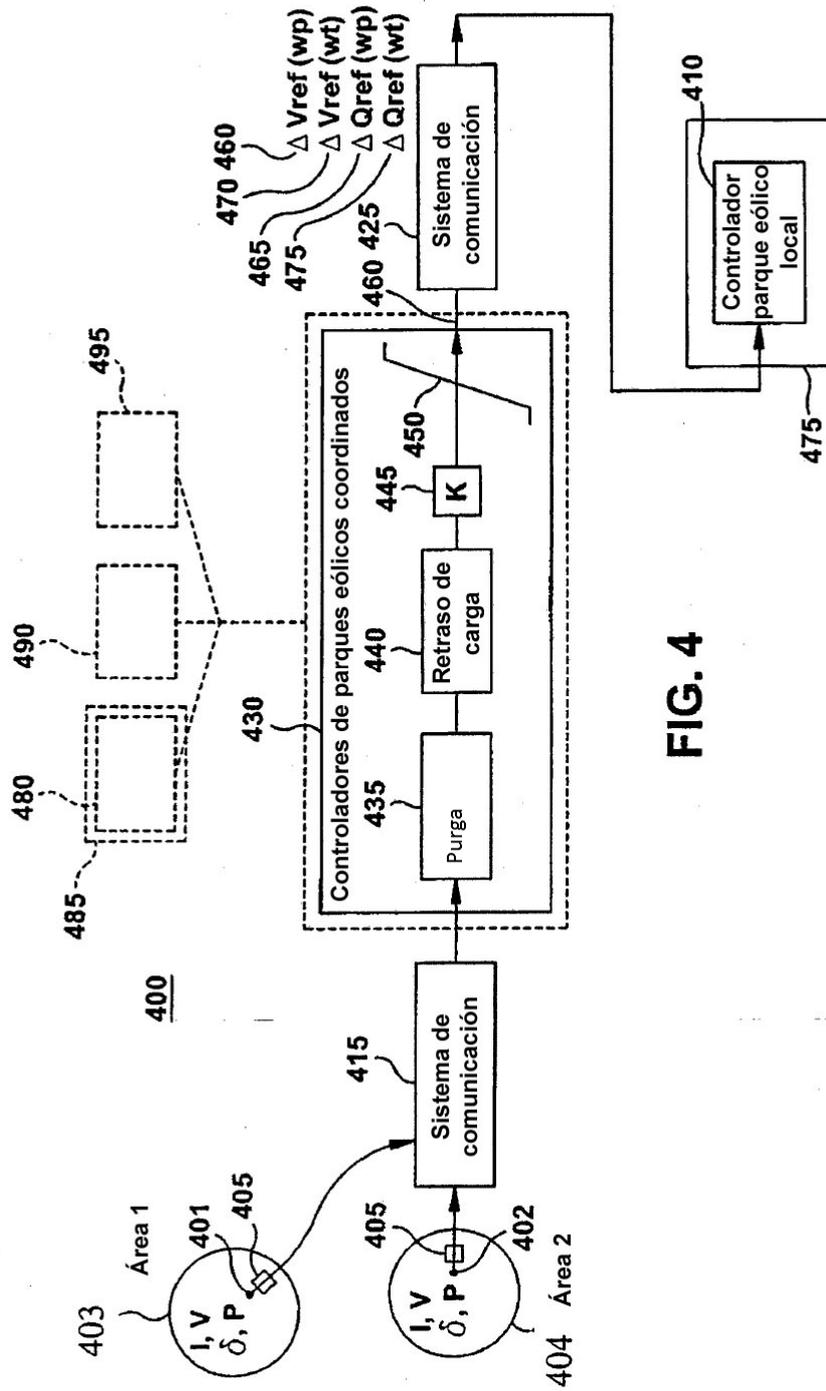


FIG. 4

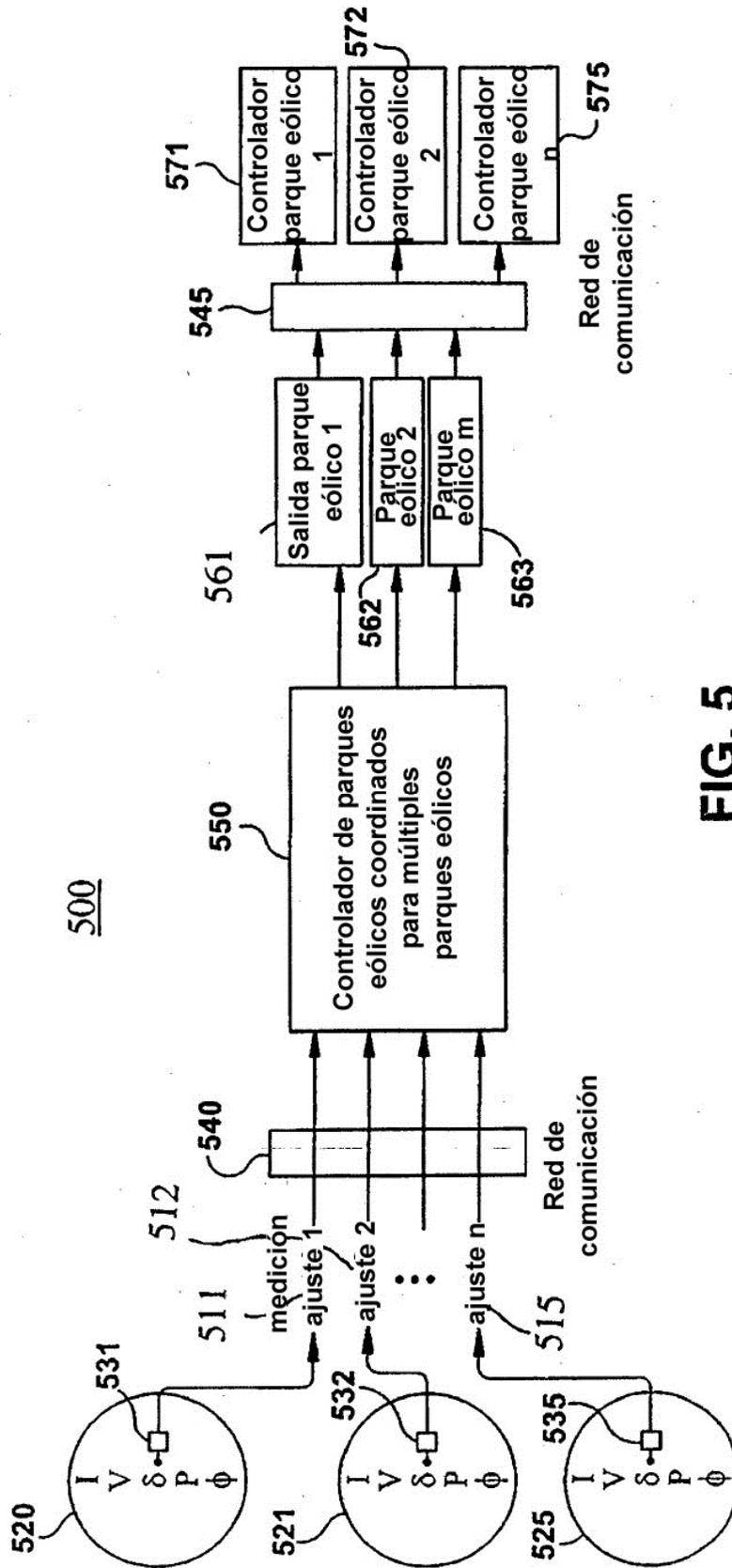


FIG. 5

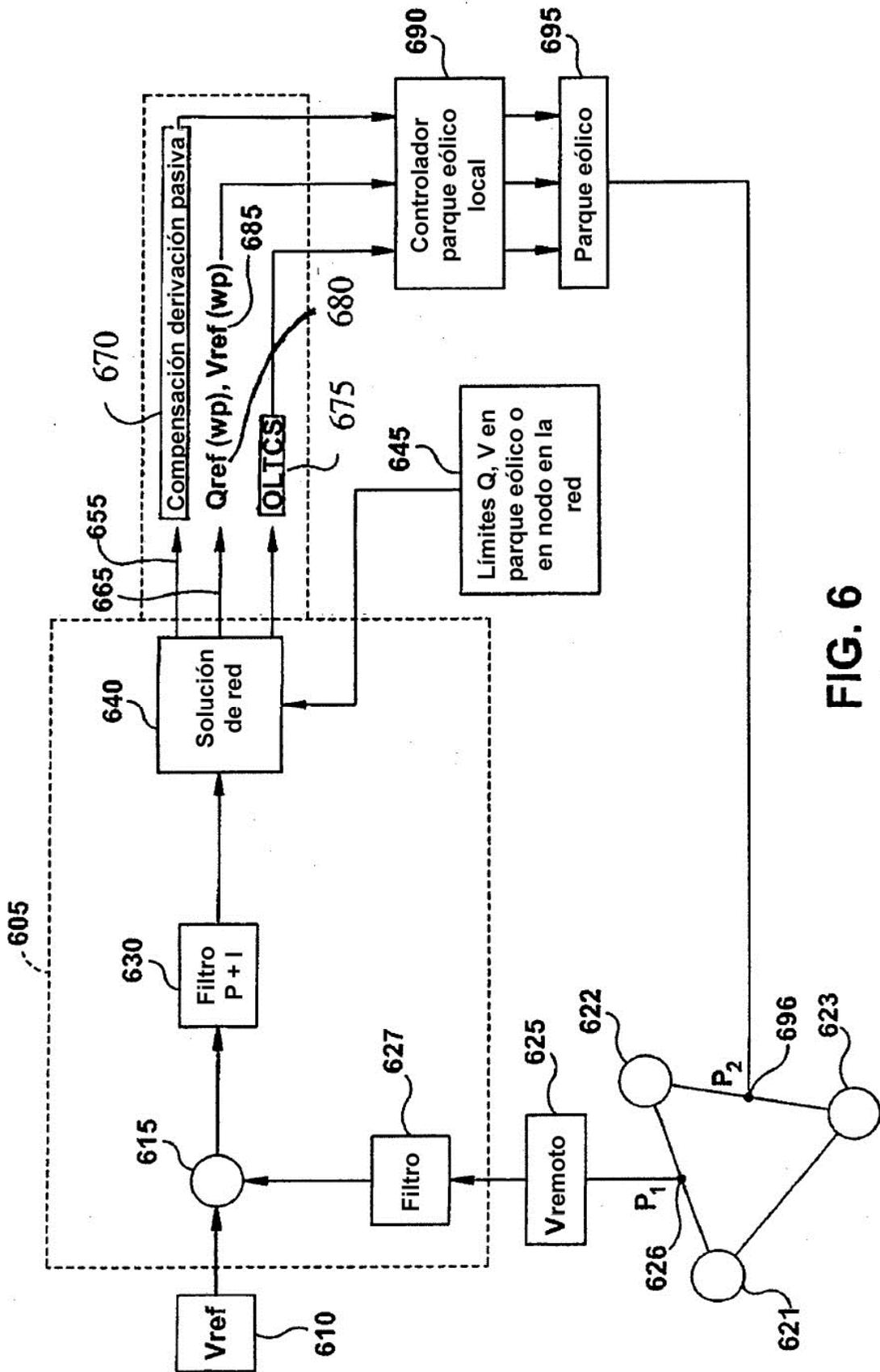


FIG. 6

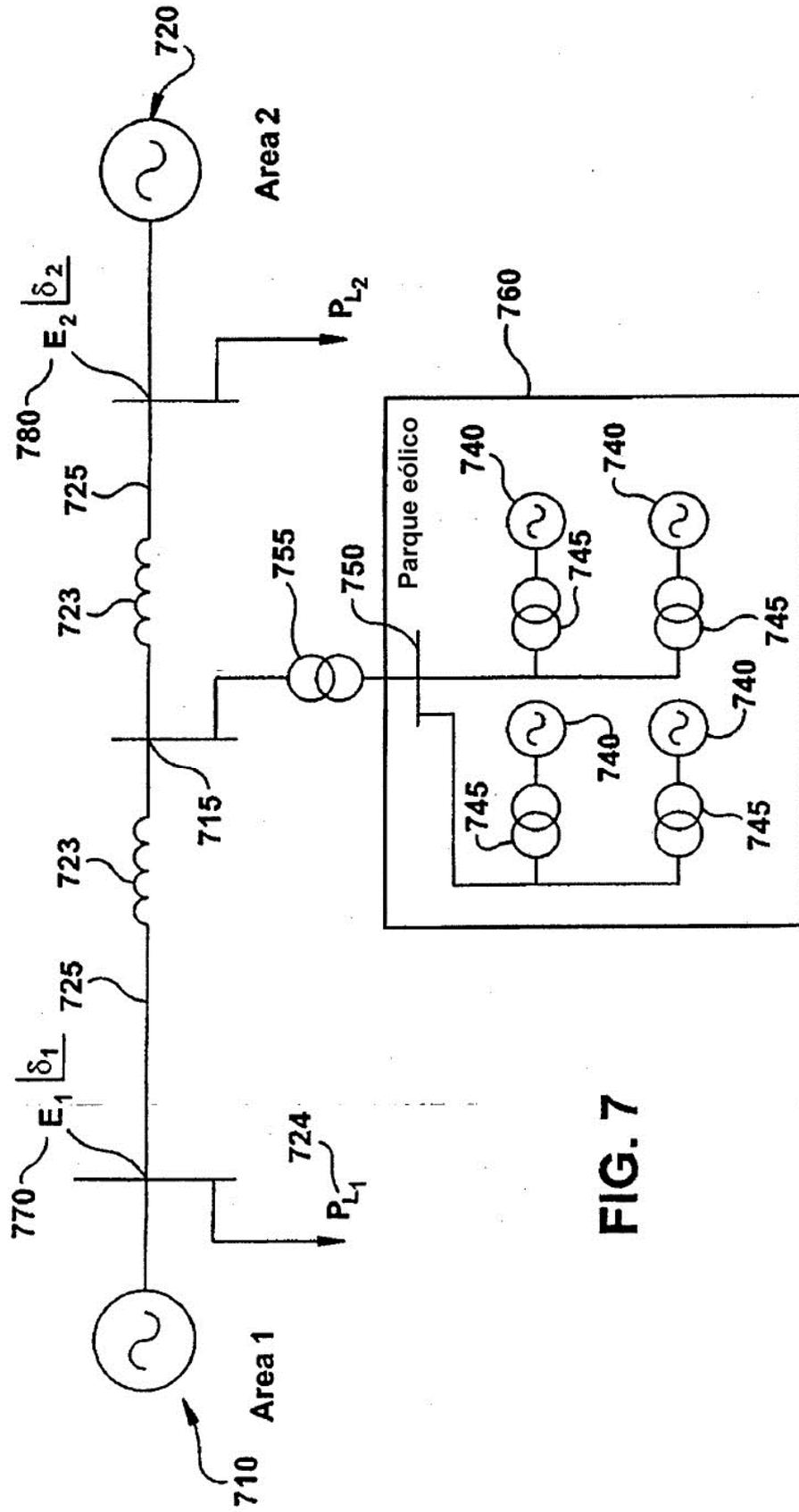


FIG. 7

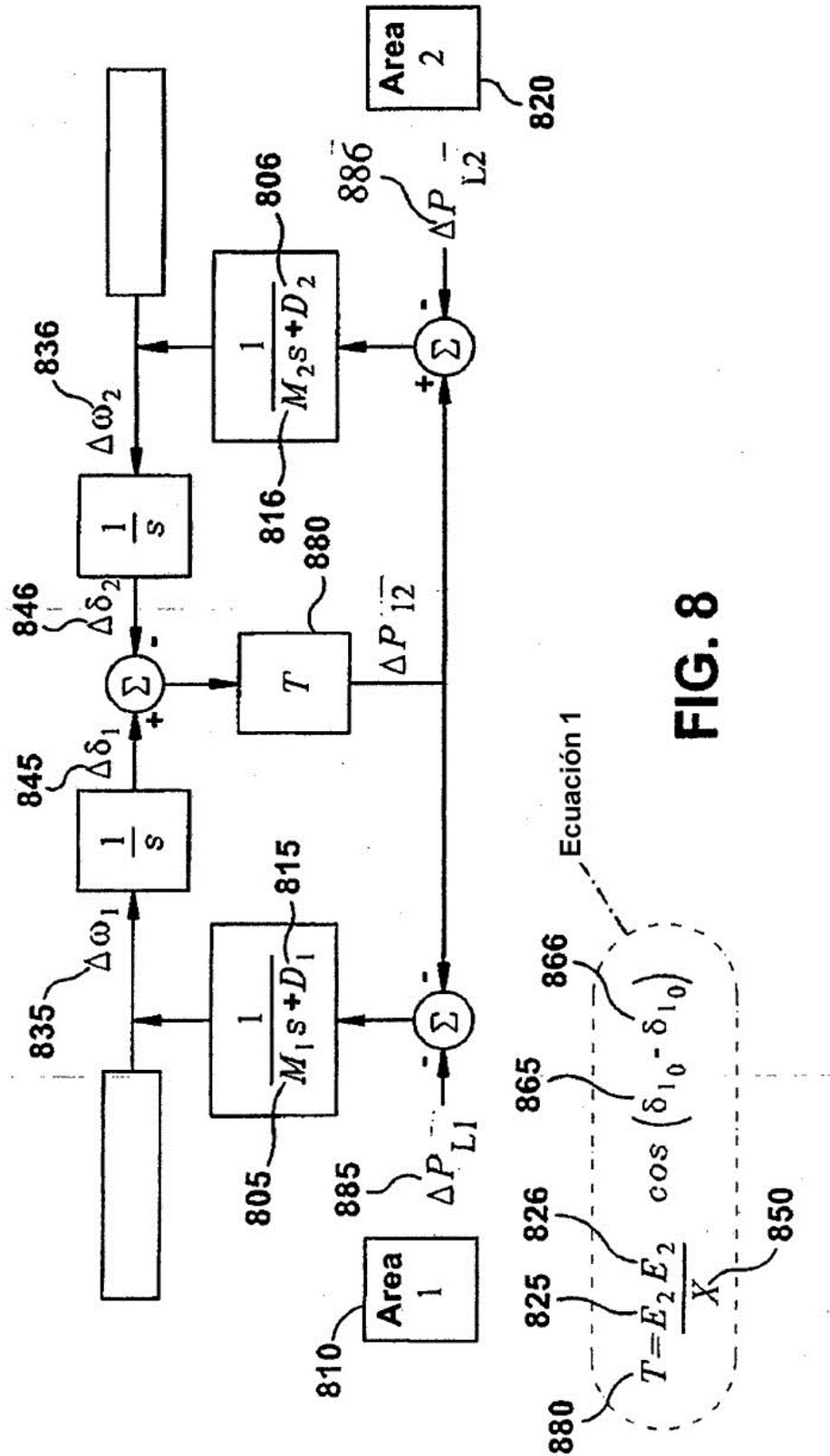


FIG. 8

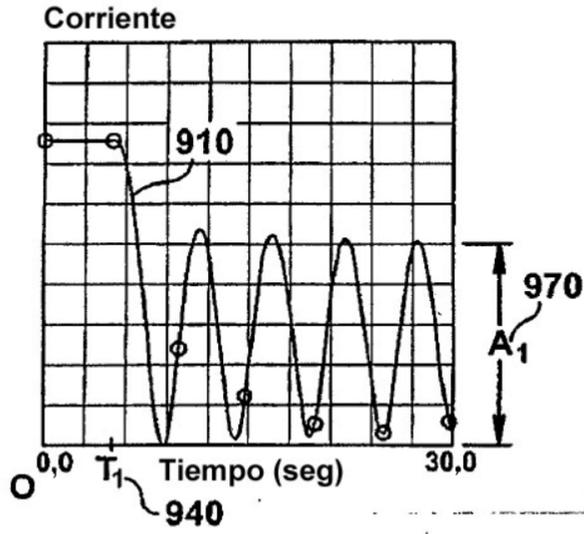


FIG. 9A

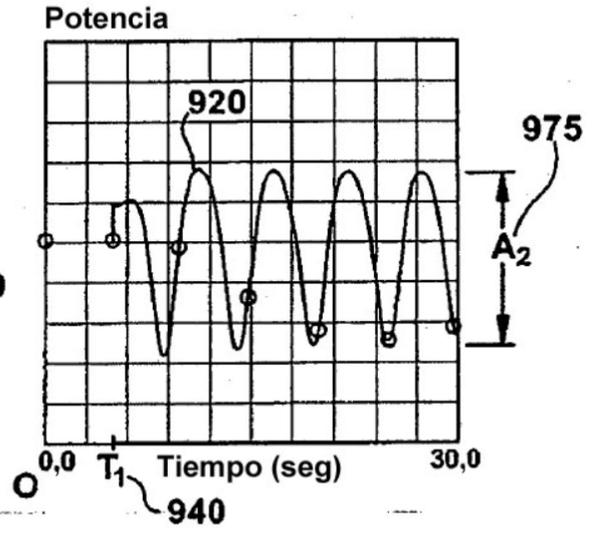


FIG. 9B

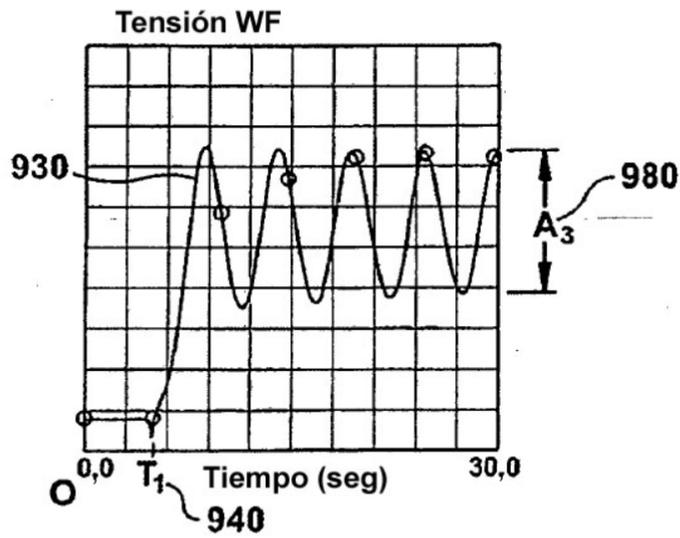


FIG. 9C

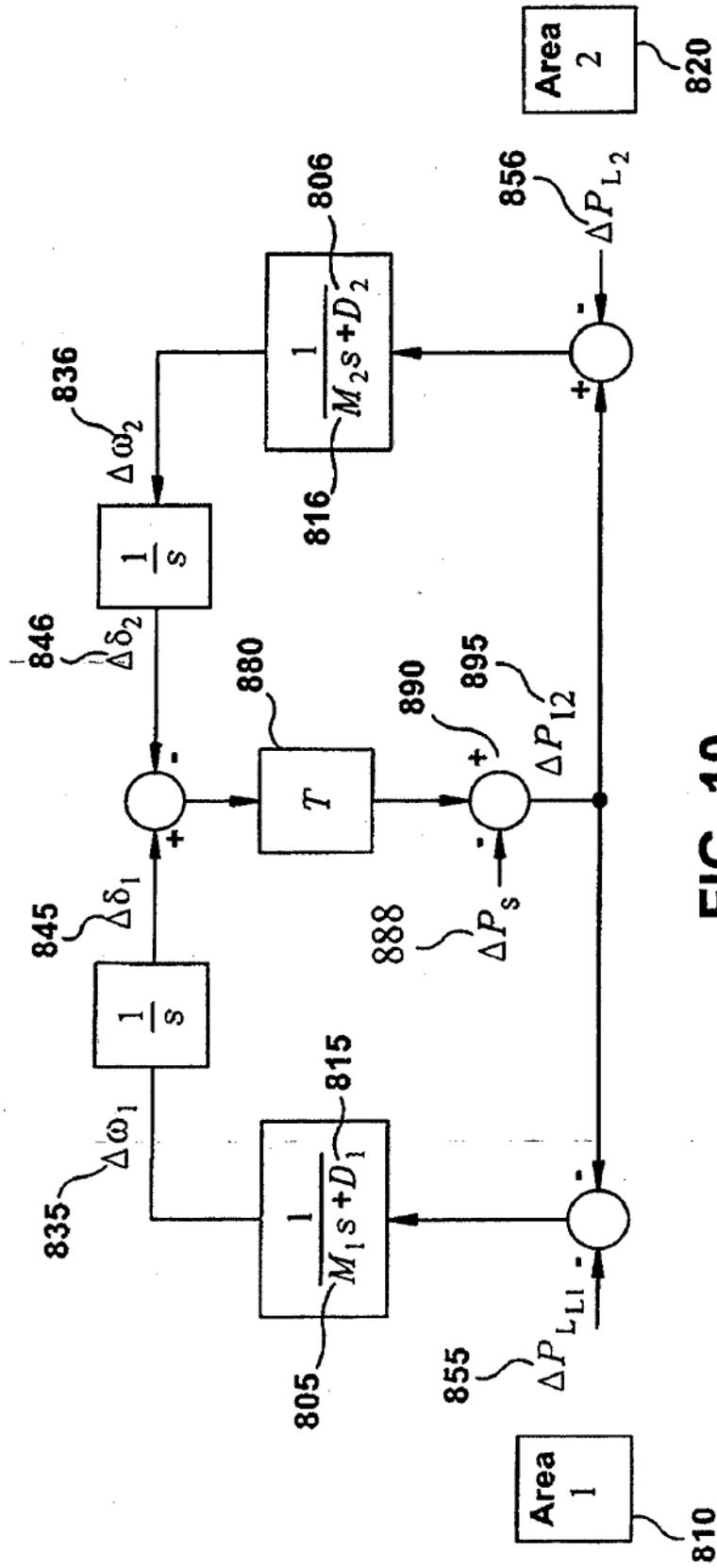


FIG. 10

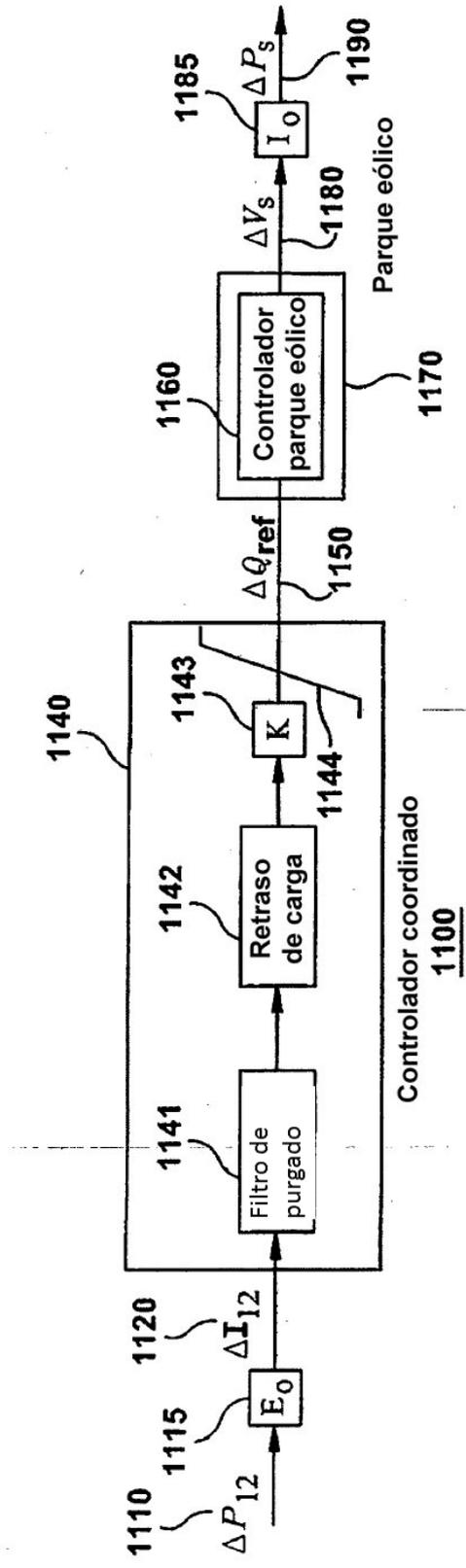


FIG. 11

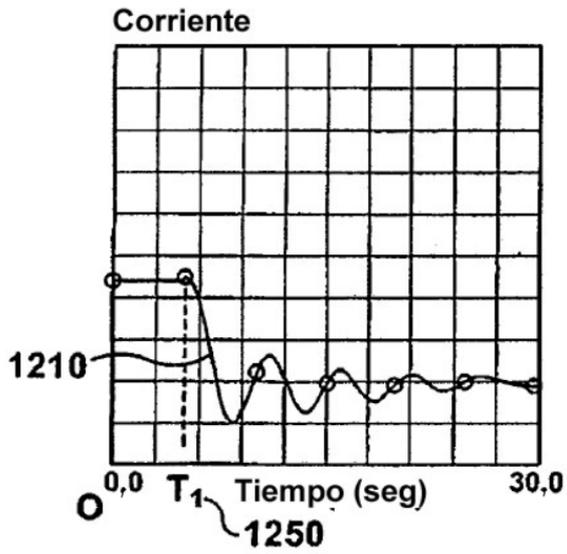


FIG. 12A

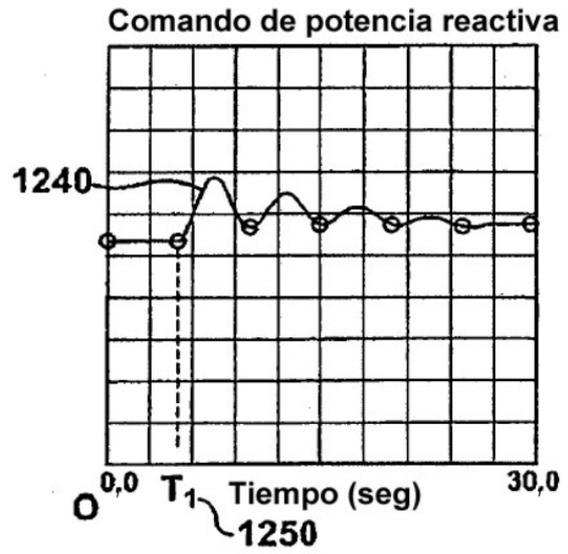


FIG. 12D

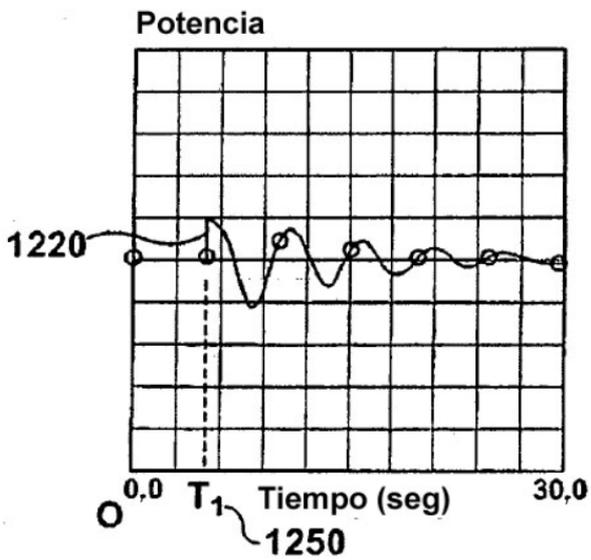


FIG. 12B

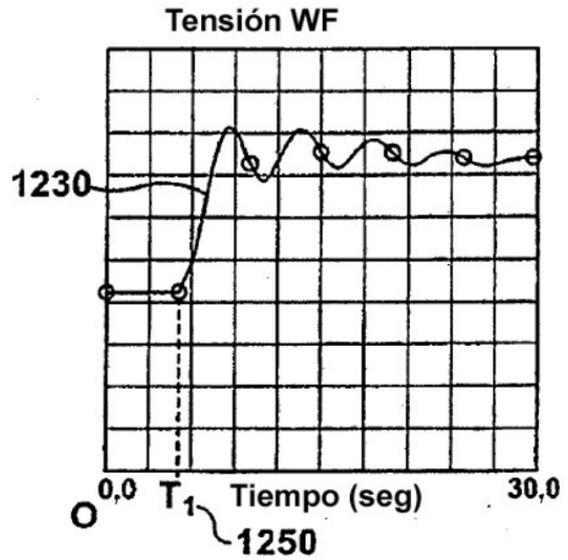


FIG. 12C