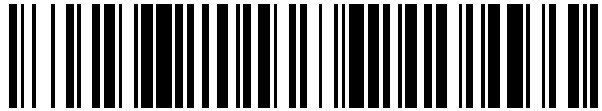


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 555 413**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.02.2013 E 13705314 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.10.2015 EP 2810353**

54 Título: **Esquema de conexión en DC para parque eólico con red de recogida interna en MVDC**

30 Prioridad:

01.02.2012 US 201213363574

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

30.12.2015

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**PAN, JIUPING;
QI, LI;
LI, JUN;
REZA, MUHAMAD y
SRIVASTAVA, KAILASH**

74 Agente/Representante:

DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto

ES 2 555 413 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

Esquema de conexión en DC para parque eólico con red de recogida interna en MVDC

Campo técnico

5 En general, la presente invención se refiere a un sistema de conexión en corriente continua (DC, *Direct Current*) para parques eólicos marinos a gran escala. Específicamente, la presente invención se refiere a un esquema de transmisión de alta tensión en corriente continua (HVDC, *High Voltage Direct Current*) con una red de recogida interna de media tensión en corriente continua (MVDC, *Medium Voltage Direct Current*) dentro del parque eólico marino. Más en particular, la presente invención se refiere a proporcionar un esquema de conexión en DC fiable y eficiente para parques eólicos marinos a gran escala que incluye un sistema de transmisión en HVDC para interconexión con la red eléctrica y una red interna en MVDC para recogida de energía eólica.

Antecedentes de la técnica

15 La arquitectura de una central de energía eólica marina a gran escala típica (a la que se hace referencia algunas veces como parque eólico) consiste en aerogeneradores, un sistema de recogida de media tensión, una subestación marina, un sistema de transmisión de alta tensión y una subestación en tierra para conectarse con una red de distribución de energía eléctrica principal. En el caso de centrales de energía eólica marina cerca de la costa, se utilizan sistemas de transmisión de alta tensión en AC (HVAC). En el caso de centrales de energía eólica marinas con distancias grandes a la costa, los sistemas de alta tensión en DC (VSC-HVDC) basados en convertidor de fuente de tensión han probado ser técnicamente más ventajosos y económicamente más rentables que las soluciones HVAC convencionales.

20 Actualmente, la red de recogida asociada a un parque eólico utiliza redes de media tensión de corriente alterna (AC) típicamente a una tensión de 33 kV. En una configuración tal, se necesitan transformadores elevadores de tensión tanto en los aerogeneradores como en la subestación situada en la plataforma marina. Los transformadores elevadores de tensión del aerogenerador aumentan la tensión eléctrica de salida en AC desde 690 V ó 3.3 kV hasta 33 kV en la red de recogida. Los transformadores elevadores de tensión en la plataforma marina aumentan la tensión eléctrica en AC desde 33 kV hasta una tensión de transmisión de 150-245 kV y transfieren a continuación la energía eólica a tierra mediante cables de HVAC submarinos o bien a un nivel de tensión que se ajusta al convertidor AC/DC del sistema de transmisión en HVDC.

30 Deseosos de mejorar la eficiencia del sistema desde las turbinas aerogeneradores hasta los puntos de conexión a la red de distribución de energía eléctrica, existe la opinión de que las estrategias de conexión en DC podrían extenderse desde alta tensión en DC hasta las salidas de las turbinas aerogeneradores. Una configuración tal y el sistema de conexión en DC resultante podrían reducir potencialmente el coste total de los convertidores de energía y mejorar la eficiencia y el rendimiento global del sistema. Como resultado de ello, se han desarrollado diferentes sistemas de conexión en DC que se pueden clasificar en diferentes configuraciones. La primera configuración es un sistema DC con conversión de energía DC/DC en dos etapas en el que los convertidores DC-DC se utilizan en los aerogeneradores y en la plataforma marina. La segunda configuración es un sistema DC con conversión de energía DC/DC en una etapa, en el que los convertidores DC-DC están ubicados en la plataforma marina. Una tercera configuración es un sistema DC con conversión de energía DC/DC en una etapa, en el que los convertidores DC-DC se utilizan en las turbinas aerogeneradores. Una configuración final es un sistema DC con conversión de energía DC/DC en una etapa en el que los convertidores DC-DC están situados en las turbinas aerogeneradores en una conexión serie. En la primera realización descrita anteriormente, un convertidor DC-DC primario está ubicado en cada aerogenerador y está conectado a una red DC de recogida y un convertidor DC-DC secundario está ubicado en la plataforma marina y está conectado entre la red DC de recogida y la línea de transmisión en HVDC. Otra configuración utiliza un sistema de transmisión y recogida en DC con salidas en DC de múltiples convertidores de aerogenerador, donde cada uno de ellos comprende un convertidor AC-DC y un convertidor DC-DC, acoplados en serie a la línea de transmisión en DC.

45 Aunque las realizaciones mencionadas anteriormente suponen mejoras en la técnica, se cree que los conceptos de conexión en DC que necesitan conversiones de energía DC-DC en dos etapas pueden no resultar competitivos con respecto a las soluciones convencionales que utilizan una red MVAC de recogida y un sistema de transmisión en HVDC considerando la eficiencia, el coste y los requerimientos de mantenimiento globales del sistema. Más aún, los conceptos de conexión en DC con la conexión en serie de aerogeneradores para alcanzar el nivel de tensión correspondiente a transmisión en HVDC pueden no resultar factibles por culpa de los problemas técnicos conocidos. Por ejemplo, un concepto de conexión en DC tal con conversión DC-DC en una etapa distribuida en el aerogenerador puede tener aplicaciones limitadas ya que la necesidad de aislamiento en HVDC en aerogeneradores no resulta práctica.

55 Por lo tanto, existe una necesidad en la técnica para un esquema de conexión en DC con conversión de energía DC-DC centralizada en una etapa. En particular, existe una necesidad para un esquema de conexión en DC que incorpore una red de recogida en MVDC de amplio rango, en el intervalo comprendido entre 20 y 50 kV o más, que comprenda múltiples alimentadores en MVDC y un sistema de barras de distribución en MVDC en la plataforma

marina. Desde luego, existe una necesidad para la utilización de convertidores DC-DC modulares para transferir alta potencia desde el sistema de recogida en MVDC hasta un sistema de transmisión en HVDC. A este respecto, existen necesidades de métodos de control para hacer funcionar convertidores DC-DC modulares conectados a las diferentes secciones de distribución en MVDC para asegurar el funcionamiento equilibrado del sistema HVDC.

- 5 Se conoce a partir de la patente europea EP 2.341.594 la manera de proporcionar solamente un convertidor 14 DC-DC único conectado a una barra de distribución individual, pero que no recoge tensiones DC de todos los subsistemas 2. Por lo tanto, existe una necesidad de proporcionar una pluralidad de convertidores DC-DC principales que generen eventualmente la alta tensión en DC y que estén conectados en serie a las barras de distribución en MVDC.

10 **Resumen de la invención**

A la luz de todo lo anterior, un primer aspecto de la presente invención es proporcionar un esquema de conexión en DC para parque eólico con red de recogida interna en MVDC.

- 15 Otro aspecto de la presente invención es proporcionar un esquema de conexión para generación de energía marina con una red de recogida interna, que comprende un sistema de generación de energía que incluye una pluralidad de subsistemas generadores-rectificadores, donde los subsistemas poseen al menos un generador con un rectificador activo, donde cada rectificador activo tiene una salida de tensión en DC positiva y una salida de tensión en DC negativa, una red de recogida de media tensión en DC (MVDC) que comprende cables de polo positivo y cables de polo negativo y, conectada a las salidas DC de los subsistemas generador-rectificador, al menos una subestación marina que comprende una barra de distribución positiva y una barra de distribución negativa conectadas de manera correspondiente a los cables de polo positivo y a los cables de polo negativo de la red de recogida en MVDC, y una pluralidad de convertidores DC-DC, donde cada convertidor DC-DC principal comprende múltiples módulos conectados a las barras de distribución en MVDC, donde dicho módulo posee una salida positiva y una salida negativa de tal manera que las salidas de los módulos están conectadas en serie una a otra, y un sistema de transmisión de alta tensión en DC (HVDC) que comprende al menos dos líneas de transmisión en DC conectadas a las salidas de los módulos.
- 20
- 25

Breve descripción de los dibujos

Éstas y otras características propias y ventajas de la presente invención se comprenderán mejor haciendo referencia a la descripción que sigue, a las reivindicaciones anexas, y a los dibujos adjuntos, en los cuales:

- 30 La Fig. 1 es un diagrama esquemático de un esquema de conexión en DC con una red de conexión interna en MVDC de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

La Fig. 2 es un esquema de conexión alternativo y una red de recogida alternativa de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

La Fig. 3 es otro esquema de conexión alternativo y otra red de recogida alternativa más de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

- 35 La Fig. 4 es otro esquema de conexión alternativo y otra red de recogida alternativa adicional más de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

La Fig. 5 es otro esquema de conexión alternativo y otra red de recogida alternativa adicional más de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

- 40 La Fig. 6 es un esquema de conexión y una red de recogida adicional de acuerdo con los conceptos de la presente invención;

La Fig. 7 es un diagrama de control que utiliza un controlador principal de acuerdo con los conceptos de la presente invención para la asociación con el esquema de conexión mostrado en la Fig. 1;

La Fig. 8 es otro diagrama de control que utiliza un controlador alternativo para la asociación con el esquema de conexión mostrado en la Fig. 6; y

- 45 La Fig. 9 es otro esquema de conexión más para una red de recogida de acuerdo con los conceptos de la presente invención.

Mejor modo de llevar a cabo la invención

- Haciendo referencia ahora a los dibujos y en particular a la Fig. 1, puede observarse que se designa genéricamente con el número de referencia de referencia 20A a un sistema de recogida y transmisión de energía que utiliza un esquema de conexión para la generación de energía en una plataforma marina con una red de recogida interna. Genéricamente, el esquema mostrado en la Fig. 1 comprende una unidad rectificadora para cada turbina aerogeneradora, una red de recogida en MVDC, un sistema de transmisión en HVDC y al menos dos convertidores
- 50

DC-DC principales que transfieren energía desde el sistema MVDC al sistema de transmisión en HVDC. El sistema 20A incluye un sistema 22 generador que utiliza cualquier número de subsistemas 23 generadores-rectificadores. Cada subsistema 23 incluye al menos una turbina 24 aerogeneradora de manera que cada generador está asociado con un rectificador 26 AC/DC. Cada rectificador 26 proporciona una salida 28 de tensión positiva y una salida 30 de tensión negativa. Un circuito 32 de almacenamiento de energía y un mecanismo 34 interruptor para conectar cada subsistema a un sistema 40 de alimentación están conectados entre los terminales de salida. Cada sistema 40 de alimentación incluye un cable 42 de polo positivo y un cable 44 de polo negativo a los que también puede hacerse referencia como cables de recogida de potencia.

Las turbinas 24 aerogeneradoras en la presente realización están configuradas como generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG, *Permanent Magnet Synchronous Generator*). Otras realizaciones podrían utilizar turbinas aerogeneradoras con convertidores AC-DC a plena carga. En la mayoría de las realizaciones se utilizan rectificadores 26 activos con el fin de obtener un control flexible y una salida de potencia máxima de los aerogeneradores utilizando algoritmos de seguimiento de punto de máxima potencia. El circuito 32 de almacenamiento de energía está conectado en paralelo con el lado de salida DC del rectificador 26. Cada rectificador activo comprende una topología modular multi-nivel que posee almacenamiento de energía distribuida y proporciona una tensión de línea prácticamente senoidal en el lado del generador.

Los alimentadores 40 están conectados a una estación marina designada genéricamente con el número de referencia 50. Intercalados entre cada alimentador 40 y la estación 50 pueden estar dispuestos unos disyuntores 52 de DC de manera que un disyuntor 52 está dispuesto entre cada cable 42, 44 de polo, respectivamente, y una barra 54 de distribución positiva en MVDC y una barra 56 de distribución negativa en MVDC correspondientes. Las barras 54, 56 de distribución están conectadas a convertidores 58 DC/DC principales de manera que al menos dos convertidores DC/DC principales están conectados uno a otro de una manera que se describirá más adelante.

La estación 50 marina recibe la energía recogida por múltiples alimentadores e incluye el sistema de distribución mencionado anteriormente que comprende las barras 54 y 56 de distribución. Generalmente, las turbinas aerogeneradoras están conectadas a los alimentadores de recogida a través de sus respectivas unidades rectificadoras. Las salidas de potencia de los aerogeneradores están agregadas a la barra distribuidora en MVDC y a continuación son elevadas mediante los convertidores 58 DC-DC principales. Los dispositivos de protección o disyuntores 52 de DC en la barra distribuidora en MVDC común y los alimentadores en MVDC pueden tener la forma de interruptores semiconductores o bien interruptores de tipo mecánico que permiten separar el funcionamiento de la barra distribuidora en MVDC y tienen la habilidad de desconectar un alimentador en MVDC en condiciones de mantenimiento o en condiciones de fallo.

Cada convertidor 58 DC/DC principal es un convertidor DC-DC alimentado que consiste en cualquier número de módulos 59 convertidores de entrada paralelo - salida serie (IPOS, *Input Parallel Output Series*) de potencia nominal más baja. Las entradas de los módulos 59 convertidores están conectadas en paralelo a la barra distribuidora en MVDC común para compartir la alta corriente generada en las turbinas aerogeneradoras. Las salidas de los módulos 59 convertidores están conectadas en serie para proporcionar una tensión en DC alta al sistema de transmisión en HVDC designado genéricamente por el número de referencia 60. La conexión en serie permite que cada transformador de aislamiento esté diseñado con una relación de transformación moderada. El módulo 59 convertidor IPOS DC/DC es auto-estabilizante mediante la compartición de corriente en el lado de entrada y la compartición de tensión en el lado de salida. Las personas expertas en la técnica apreciarán que existen diferentes topologías DC/AC y AC/DC posibles para construir un convertidor DC/DC dependiendo en los requerimientos funcionales. En cualquier caso, las salidas de los convertidores 58 DC/DC principales primero y segundo están conectadas a los cables de polo positivo y negativo del sistema 60 de transmisión en HVDC y sus tomas de tierra son compartidas con el sistema 60 de transmisión en HVDC. Ciertamente, cada módulo 59 convertidor comprende un inversor 64 DC/AC que recibe tensión de entrada de la barra 54 distribuidora positiva y de la barra 56 distribuidora negativa. Una salida del inversor 64 constituye la entrada de un transformador 66 de media frecuencia (MF) cuya salida está conectada a un rectificador 68 AC/DC. El rectificador 68 genera una salida 70 de DC positiva y una salida 72 de DC negativa. Los rectificadores 68 están conectados en serie uno a otro. En otras palabras, la salida negativa de un rectificador 68 está conectado a una salida positiva de un rectificador 68 adyacente. Las personas expertas en la técnica apreciarán que una unidad de almacenamiento de energía, tal como un condensador 74, está conectada entre las salidas DC de cada rectificador 68. La salida 72 negativa del último rectificador en una primera agrupación en serie de rectificadores o bien el primer convertidor 58 DC/DC principal está conectado a la tierra 76. De una manera en cierto modo similar, la tierra 76 está conectada a una salida 70 positiva de un primer rectificador 68 AC/DC en una segunda agrupación en serie de rectificadores o bien el segundo convertidor 58 DC/DC principal. La salida 70 positiva del primer módulo 59 convertidor DC/DC en la primera agrupación en serie de rectificadores está conectada a un cable 78 de polo positivo del sistema de transmisión en HVDC. Una salida 72 negativa de un último módulo 59 convertidor DC/DC conectado en serie en la segunda agrupación en serie de rectificadores está conectada a un cable 80 de polo negativo. La utilización de una barra distribuidora en MVDC común facilita la integración de los sistemas de almacenamiento de energía que proporcionan un suministro de potencia de reposición de servicio del parque eólico marino después de una supresión de servicio o desconexión de la red de distribución de energía eléctrica principal y también capacidad regulación de tensión MVDC adicional.

El sistema 60 de transmisión en HVDC bipolar interconecta el parque eólico marino con la red de distribución de energía eléctrica principal o con la estación en tierra designada genéricamente mediante el número de referencia 90. En particular, los cables 78, 80 de polo positivo y de polo negativo de HVDC están conectados a los inversores 92 DC/AC. En particular, el cable 78 de polo positivo está conectado a una entrada de uno de los inversores 92A, mientras que la otra entrada del inversor 92A está conectada a la tierra 96. De un modo similar, el cable 80 de polo negativo está conectado al inversor 92B, de manera que la entrada positiva del inversor 92B está conectada a la tierra 96 y la entrada negativa del inversor 92B está conectada al cable 80 de polo negativo. La conexión 96 de tierra está conectada mediante retorno metálico a la conexión 76 de tierra que es parte de la estación 50 marina. Un circuito 94 de almacenamiento de energía está conectado entre las entradas correspondientes de cada inversor 92. La salida AC de cada inversor 92 está conectada al transformador 98 correspondiente para coincidir con el nivel de tensión de la red 102 de distribución de energía eléctrica principal para una transmisión adicional y una distribución a través de un punto de conexión común que se indica como PCC en los dibujos. Las personas expertas en la técnica apreciarán que los disyuntores 100 pueden conectarse entre la red 102 y el transformador 98 apropiado. En esta realización, el esquema de conexión posibilita el uso de un convertidor DC-DC centralizado en una etapa para el sistema de transmisión en HVDC bipolar.

En algunas realizaciones, el funcionamiento monopolar resulta factible bajo ciertas reconfiguraciones de componentes. Por ejemplo, el sistema mostrado en la Fig. 1 puede reconfigurarse a un modo de funcionamiento monopolar para el mantenimiento programado de un convertidor DC-DC principal, un cable de polo de HVDC o un convertidor DC-AC en tierra, o una sección de la barra distribuidora en MVDC, o una combinación de diferentes componentes.

Como se aprecia mejor en la Fig. 2, el esquema de conexión en DC se lleva a cabo en un sistema de recogida y transmisión de potencia alternativo designado genéricamente con el número de referencia 20B. El sistema 20B ilustra la habilidad para utilizar un sistema HVDC monopolar simétrico en contraste con la realización basada en el sistema HVDC bipolar mostrada en la Fig. 1. En esta realización particular, el sistema 20B está configurado de tal manera que una salida negativa de uno de los módulos 59 convertidores en una primera serie de módulos y la salida positiva de uno de los otros módulos convertidores en la misma serie de módulos están conectadas a una conexión 110 de tierra. Una de las salidas positivas de una primera y una segunda serie de módulos está conectada al cable 112 de polo positivo, mientras que una de las salidas negativas de la primera y la segunda serie de módulos está conectada a un cable 114 de polo negativo. El sistema 60 de transmisión en HVDC incluye el cable 112 de polo positivo y el correspondiente cable 114 de polo negativo y también la subestación 116 en tierra.

En esta realización, una subestación 116 en tierra incluye un único inversor 120 DC/AC que recibe el cable 112 de polo positivo y el cable 114 de polo negativo. Los circuitos 122 de almacenamiento de energía están conectados entre cada cable de polo y una terminación 124 de tierra que es compartida. La salida del inversor 120 está conectada a un transformador 126 que a su vez está conectado a un disyuntor 128 para su conexión a una red 130 de distribución de energía eléctrica. En esta realización, el esquema de conexión posibilita la utilización de un convertidor DC-DC centralizado en una etapa para el sistema de transmisión en HVDC monopolar simétrico.

Haciendo referencia ahora a la Fig. 3, puede verse que el número de referencia 20C designa genéricamente a un sistema de recogida y transmisión de potencia alternativo. En este sistema, dos estaciones 150A, 150B de plataforma marina, tienen cada una de ellas un convertidor 58 DC-DC principal respectivo. Pueden necesitarse múltiples plataformas marinas puesto que pueden desarrollarse parques eólicos marinos de gran tamaño en muchas etapas o bien puede preferirse por razones de fiabilidad y razones económicas. La conexión en DC puede comenzar en una plataforma marina y un sistema de transmisión en HVDC monopolar simétrico. Cuando el parque eólico va creciendo, puede construirse una segunda plataforma marina y puede añadirse un tercer cable submarino dando lugar un sistema de transmisión en HVDC bipolar. En particular, la estación marina puede representarse mediante los números 150A y 150B, mientras que un cable 152 submarino o de tierra enlaza las estaciones 150 una con otra. Las conexiones entre el sistema 60 de transmisión y la estación 90 en tierra son las mismas que en la realización mostrada en la Fig. 1.

Sistema de recogida de energía eléctrica en MVDC de gama alta

Haciendo referencia ahora a la Fig. 4, el número de referencia 20D designa genéricamente a otro sistema de recogida y transmisión de potencia alternativo más. En esta realización, el sistema 22 de generación comprende parejas de turbinas 160 aerogeneradoras que están conectadas en serie una a otra a través de sus correspondientes rectificadoras 26. En algunas realizaciones puede haber más de dos generadores en el sistema 22 y también estarán conectados en serie. Una conexión 162 de tierra está dispuesta entre salidas positiva y negativa adyacentes o correspondientes de cada rectificador asociado con un generador 24 mientras que la salida positiva de un primer rectificador en la serie está conectada al cable 42 de polo positivo y una salida negativa de un último rectificador en la serie está conectada al cable 44 de polo negativo, de manera que los cables forman parte del sistema 40 de alimentación correspondiente. Estos cables de recogida de potencia, que están conectados a otras parejas o agrupaciones de generadores conectados de manera similar, se conectan entonces a la barra de distribución en MVDC y a la estación 50 marina tal como se describió anteriormente para otras realizaciones. Este esquema posibilita niveles mayores de tensión en el sistema de recogida en MVDC con tecnologías de turbinas aerogeneradoras y convertidores de media tensión.

Haciendo referencia ahora a la Fig. 5, el número de referencia 20E designa genéricamente a otro sistema de recogida y transmisión de potencia que utiliza una conexión en serie de las salidas DC de los equipos rectificadores multifásicos. En particular, el subsistema 22 generador está configurado de tal manera que cada subestación generadora esta designada genéricamente por el número de referencia 170. El subsistema 170 puede utilizar una topología de convertidor modular basada en células de potencia tanto para los convertidores AC/DC como para los convertidores DC/AC relacionados con el sistema de recogida en MVDC y con el sistema de transmisión en HVDC. Los circuitos capacitivos o de almacenamiento de energía no son necesarios en la salida DC de los rectificadores 176 si se utilizan topologías de convertidor modulares basadas en células de potencia de manera que el almacenamiento de energía distribuido se utiliza dentro de cada célula de potencia. Cada generador 172 tiene un conjunto de arrollamientos (dos o más) conectados con un rectificador 176A y 176B AC/DC correspondiente que están conectados en serie. Una salida positiva del rectificador 176B y una salida negativa del rectificador 176A están conectadas a la tierra 178, mientras que también están conectadas en serie una con otra. Una salida positiva de un primer rectificador 176A está conectada al cable 42 de polo positivo, mientras que una salida negativa de un último rectificador 176B está conectada al cable 44 de polo negativo. Los cables 42 y 44, que forman parte del sistema 40 de alimentación, están conectados a la subestación 50 tal como se describió anteriormente. Esta realización posibilita mayores niveles de tensión en un sistema de recogida en MVDC con tecnologías de turbinas aerogeneradores y convertidores de media tensión.

Convertidor DC-DC Modular Principal

Para parques eólicos marinos de gran tamaño, los convertidores DC/DC modulares principales son deseados debido a diferentes consideraciones de diseño y funcionamiento del sistema. La conexión en DC descrita incorpora una disposición de conexión cruzada novedosa de convertidores DC-DC modulares para transferir alta potencia desde el sistema MVDC hasta el sistema de transmisión en HVDC.

Haciendo referencia ahora a la Fig. 6, puede verse que el número de referencia 20F designa genéricamente un sistema de recogida y transmisión de potencia. En esta realización, las turbinas 23 aerogeneradoras en están conectadas individualmente a los respectivos cables 40 de alimentación. Específicamente, las turbinas aerogeneradoras y los cables 42 y 44 de recogida de potencia están conectados a la estación 50 marina mediante la barra 190 distribuidora en MVDC y la barra 192 distribuidora en MVDC. Cada barra distribuidora incluye una barra 54 distribuidora positiva conectada a los cables 42 de recogida de polo positivo, y una barra 56 de distribución negativa conectada a los cables 44 de recogida de polo negativo. Las barras 54 y 56 distribuidoras pueden estar separadas entre sí por disyuntores DC o por otro medio 194 protector con el fin de representar el hecho de que un grupo de turbinas aerogeneradoras pueden estar conectadas a barras distribuidoras separadas y mantenidas por estaciones 50 marinas separadas. En cualquier caso, cada barra 190/192 distribuidora puede estar conectada y constituir la entrada de al menos un convertidor 195 DC/DC principal. Tal como se muestra en el esquema, cada convertidor 195 DC/DC principal comprende diferentes módulos 196 convertidores DC/DC conectados en modo IPOS. Cada módulo 196 convertidor DC/DC comprende un inversor 210 DC/AC, un transformador 212 y un rectificador 214 AC/DC. Cada convertidor 195 DC/DC tiene una salida 198 positiva y una salida 200 negativa. Tal como se muestra, los convertidores 195 DC/DC principales están conectados en paralelo entre la barra 190 distribuidora en MVDC y el sistema 160 HVDC, y otros dos convertidores 195 DC/DC principales están conectados en paralelo entre la barra 192 distribuidora en MVDC y el sistema 60 HVDC. Un polo 78 positivo del sistema 60 de transmisión en HVDC está conectado a las salidas positivas de dos convertidores DC-DC principales de tal manera que un convertidor forma parte de la barra 190 distribuidora y el otro forma parte de la barra 192 distribuidora, todos los cuales están interconectados en el nodo 202. De una manera en cierto modo similar, el cable 80 de polo negativo del sistema 60 de transmisión en HVDC es alimentado por dos salidas negativas de los convertidores 195 DC/DC principales, de tal manera que uno emana de la barra 190 distribuidora y el otro emana de la barra 192 distribuidora, todas las cuales están conectadas en el nodo 204. Las salidas del convertidor 195 DC/DC principal no asociadas directamente con los cables 78 u 80 están conectadas a tierra en el nodo 206, que está conectado al retorno metálico entre la estación marina y la estación en tierra tal como se describió anteriormente.

Si los aerogeneradores están conectados de manera equilibrada a las dos secciones de la barra distribuidora en MVDC, la capacidad nominal de los convertidores DC/DC principales debería ser idéntica. De otro modo, los convertidores DC/DC principales conectados a la barra 190 distribuidora o a la barra 192 distribuidora en MVDC podrían tener diferentes capacidades nominales. En cualquier caso, con una disposición de conexión cruzada tal, puede conseguirse fácilmente un funcionamiento equilibrado del sistema de transmisión en HVDC bipolar bajo condiciones de funcionamiento separado de la barra distribuidora en MVDC. Esta característica propia es importante ya que la potencia agregada en diferentes secciones de la barra distribuidora en MVDC puede ser bastante diferente. Más aún, la disposición de conexión cruzada puede extenderse a los esquemas de conexión en DC que tienen múltiples convertidores DC-DC principales en paralelo entre cada sección de la barra distribuidora en MVDC y el sistema 60 HVDC. Sin embargo, para aumentar la simplicidad del control, resulta deseable considerar en el diseño del sistema un número par de convertidores DC-DC principales de tal manera que la potencia recogida en cada sección de la barra distribuidora en MVDC pueda ser transferida de manera sencilla al polo positivo y a la potencia negativa del sistema de transmisión en HVDC. Debería destacarse que la disposición de conexión cruzada propuesta de convertidores DC/DC modulares también puede aplicarse a sistemas de transmisión en HVDC monopolares simétricos.

Haciendo referencia ahora a la Fig. 7, puede verse que un sistema de control designado genéricamente mediante el número de referencia 250 puede formar parte de una subestación 50 marina, que a su vez puede formar parte de los sistemas de recogida y transmisión de potencia descritos en la presente memoria. El sistema 250 de control incluye un controlador 252 marino principal que se comunica con una estación HVDC en tierra a través de la línea 254 de señal. En una realización, el sistema 250 de control está asociado con la arquitectura de sistema mostrada en la Fig. 1, es decir, el sistema 20A. Genéricamente, el sistema de control mantiene constante la tensión en la barra distribuidora en MVDC común e implementa la compartición de potencia entre los módulos 196 convertidores DC-DC sobre la base de una lógica de control "ratio de trabajo común". El rendimiento nominal global del sistema puede mejorarse mediante un control coordinado entre los módulos 196 de convertidor DC-DC y el convertidor DC-AC en tierra llevado a cabo por el controlador 252 principal en comunicación con la subestación marina. Se apreciará adicionalmente que el esquema de conexión en DC descrito en la presente memoria también lleva a cabo el control de los convertidores DC-DC principales para conseguir un funcionamiento equilibrado de un sistema de transmisión en HVDC bipolar o para hacer factible el funcionamiento de una transmisión en HVDC monopolar simétrica bajo condiciones de funcionamiento separado de la barra distribuidora en MVDC.

Durante el funcionamiento, el controlador 252 principal marino está asociado con un controlador 256 de barra distribuidora en MVDC positiva y con un controlador 258 de barra distribuidora en MVDC negativa. Se entenderá que los controladores 252, 256, 258 y cualquier otro controlador descrito en la presente memoria incluyen el hardware, el software y la memoria necesaria para implementar las funciones y las operaciones descritas. En cualquier caso, los controladores 256 y 258 están configurados de un modo similar, de tal manera que cada controlador está asociado con cualquier número de módulos 196 convertidores DC/DC. La única diferencia significativa entre los dos controladores es que el controlador 256 controla los módulos 196 convertidores que están conectados con el cable de HVDC de polo positivo y que el controlador 258 controla los módulos 196 convertidores conectados al cable de HVDC de polo negativo. Una barra 262 distribuidora en MVDC incluye una barra 264 distribuidora positiva y una barra 266 distribuidora negativa. Cada barra distribuidora está conectada a entradas positivas y negativas respectivas de los módulos 196 convertidores tal como se muestra. Incorporado en el controlador 256 existe un controlador 272 de tensión de entrada que recibe un valor 268 de tensión de entrada (V_{in}). El controlador 272 de tensión de entrada también recibe un valor $V_{in,ref}$ de tensión de referencia de tal manera que el controlador genera una señal 274 $I_{o,ref}$. Un controlador 278 de corriente recibe la señal 274 $I_{o,ref}$ y una señal 276 I_o de uno de los módulos 196 convertidores. El controlador 278 de corriente recibe las señales 274 y 276 de entrada y genera una señal 280 de ciclo de trabajo que es entregada a cada uno de los módulos 196 convertidores. Ello posibilita un control coordinado entre los convertidores DC principales y el inversor DC/AC en tierra en virtud del controlador 252 marino principal.

Haciendo referencia ahora a la Fig. 8, se utiliza un esquema de control alternativo designado genéricamente mediante el número 300 con el esquema de conexión cruzada de potencia mostrada en la Fig. 6. Una disposición tal es similar a la mostrada en la Fig. 7, pero cada convertidor 195 DC/DC principal en la Fig. 8 representa un convertidor DC/DC individual que consiste en múltiples módulos 196 conectados en modo IPOS. Estos convertidores 195 DC/DC principales están conectados entre los cables de polo positivo/negativo HVDC y el retorno metálico (o el nodo de tierra), y pueden tener diferentes potencias nominales. En esta realización, el esquema de control utiliza un controlador 302 marino principal que está en comunicación con una estación HVDC en tierra mediante la línea 304 de señal. El controlador 302 principal proporciona señales de entrada a los controladores 306 y 308 de barra distribuidora en MVDC. Como puede verse, ambos controladores 306 y 308 utilizan un controlador 272 de tensión de entrada y un controlador 278 de corriente similares a la realización tal como se describió anteriormente, de manera que el controlador 278 de corriente genera una señal 280 de ciclo de trabajo. Adicionalmente, el controlador 272 de tensión de entrada también recibe una señal 271 $P_{in,ref}$ de referencia de potencia que define la forma en la que debería compartirse la potencia entre los convertidores DC/DC principales conectados a la misma sección de la barra distribuidora en MVDC. Cada convertidor 195 DC/DC principal recibe la señal 280 de ciclo de trabajo, pero de manera que uno de los convertidores 195 DC/DC asociados con el controlador 306 de barra distribuidora en MVDC controla los módulos 196 convertidores que están conectados al polo HVDC positivo y otro convertidor 195 DC/DC controla los módulos 196 convertidores conectados al cable de polo HVDC negativo. De manera similar, uno de los convertidores 195 DC/DC asociados con el controlador 308 de barra distribuidora controla los módulos 196 convertidores conectados al cable de polo HVDC positivo y otro convertidor 195 DC/DC principal controla los módulos 196 convertidores conectados a un cable de polo negativo. Esas salidas de los módulos convertidores que no están conectadas directamente a los cables de polo positivo o a los cables de polo negativo están conectadas a un retorno metálico o a un nodo 310 de tierra tal como se muestra.

El sistema 300 de control muestra el principio de control asociado con la disposición de conexión cruzada de los convertidores de DC/DC tal como se ilustra en la Fig. 6. Con convertidores 195 DC-DC múltiples conectados a cada una de las dos secciones de la barra distribuidora en MVDC, las señales 268 (V_{in}), 270 ($V_{in,ref}$) y 271 ($P_{in,ref}$) de entrada, las señales 274 ($I_{o,ref}$) y 276 (I_o) intermedias, y las señales 280 (de ciclo de trabajo) de salida son vectores. Por ejemplo, la entrada I_o del controlador de los convertidores DC-DC conectados en modo IPOS es realmente un vector que comprende medidas de corriente de todos los convertidores DC-DC conectados con la misma sección de la barra distribuidora en MVDC. De manera similar, la salida del controlador de corriente proporciona un vector de los ciclos de trabajo, a los convertidores DC-DC conectados a la misma sección de la barra distribuidora en MVDC. Los valores variables en cada vector pueden ser diferentes entre sí debido a la diferencia entre los puntos de medida

y a la diferencia entre las referencias de potencia. De por sí, los módulos 196 convertidores dentro de los diferentes convertidores 195 DC-DC puede implementar ciclos de trabajo diferentes. Por lo tanto, las personas expertas en la técnica apreciarán que las características propias de diseño y los principios de control descritos anteriormente pueden extenderse a los esquemas de conexión en HVDC bipolares con múltiples secciones de barra de distribución en MVDC que pueden ubicarse en diferentes plataformas marinas.

El esquema de conexión en DC puede implementarse con tecnologías de convertidores multi-nivel modulares para los convertidores AC/DC, los convertidores DC/DC y los convertidores DC/AC. Con estas tecnologías, los circuitos de almacenamiento de energía discretos pueden ser reemplazados por circuitos de almacenamiento de energía distribuidos dentro de los convertidores. La disposición de conexión cruzada propuesta y el control de los convertidores DC/DC modulares también puede aplicarse a sistemas de transmisión en HVDC monopolares simétricos.

En la Fig. 9 se muestra otra realización de sistema de recogida y transmisión de potencia más, y se designa genéricamente mediante el número de referencia 20G. En esta realización, un grupo 320 triple de convertidores 195 DC/DC modulares está dispuesto en la barra A distribuidora en MVDC y un grupo 322 triple de convertidores 195 DC/DC modulares está conectado a otra barra B distribuidora en MVDC. En una disposición tal, tres convertidores 195 DC-DC principales en el grupo 320 triple están conectados en paralelo entre la barra A distribuidora en MVDC y el sistema 60 HVDC. Y los otros tres convertidores 195 DC-DC principales en el grupo 322 triple están conectados en paralelo entre la barra B distribuidora en MVDC y el sistema 60 HVDC. Cada convertidor DC-DC principal mostrado representa un convertidor DC-DC con múltiples módulos 196 convertidores DC-DC conectados en modo IPOS.

Tal como se muestra en la Fig. 9, el polo positivo del sistema de transmisión en HVDC es alimentado con tres convertidores 195 DC-DC, de tal manera que las salidas positivas de dos convertidores en el grupo 320 triple y una salida positiva de uno de los convertidores 195 en el grupo 322 triple están conectadas a un cable de polo positivo del sistema de transmisión en HVDC en el nodo 324. De una manera en cierto modo similar, las salidas negativas de dos convertidores 195 en el grupo 322 triple y una salida negativa de uno de los convertidores en el grupo 320 triple están conectadas a un cable de polo negativo del sistema de transmisión en HVDC en el nodo 326. Todas las otras salidas positivas y negativas en los grupo triples 320 y 322 que no están por el contrario conectadas a los cables de polo positivo o de polo negativo están conectadas a un retorno metálico o a un nodo 328 de tierra. Para una disposición de conexión cruzada tal, el control de los convertidores DC-DC modulares para un funcionamiento equilibrado de sistemas de transmisión en HVDC bipolares pueden ser más complicados que las otras realizaciones descritas.

Sobre la base de las realizaciones descritas en la presente memoria, las ventajas de los esquemas y del sistema de control asociado con los mismos son numerosas. En primer lugar, los esquemas descritos proporcionan un esquema de conexión en DC práctico, de alta eficiencia y de alta densidad de parques eólicos marinos con una conversión de potencia DC-DC en una etapa. Adicionalmente, se proporciona una disponibilidad de sistema mejorada en comparación con las soluciones de la técnica anterior debido a la minimización del número total de componentes eléctricos de los aerogeneradores. Y los esquemas descritos posibilitan una transferencia de potencia equilibrada desde los sistemas de recogida en MVDC a los sistemas de transmisión en HVDC a través de una disposición novedosa y de un control avanzado de los convertidores DC-DC modulares conectados en modo IPOS.

Tales sistemas pueden utilizarse para parques eólicos marinos de gran tamaño en niveles de potencia de varios centenares de MW o más y en distancias largas al punto de conexión en tierra a la red de distribución de energía eléctrica, en sistemas de transmisión de corriente continua y alta tensión basados en convertidores de fuente de tensión (VSC, *Voltage Source Converter*) de manera que proporcionan ventajas técnicas y realizaciones económicamente rentables en comparación con sistemas de transmisión en HVDC convencionales. Se cree que tales realizaciones además de permitir estaciones de conversión compactas y un control flexible de tensión y frecuencia, posibilitarán el establecimiento de sistemas HVDC multi-terminal para conectar múltiples parques eólicos marinos a diferentes redes de distribución de energía eléctrica de AC o porciones diferentes de la misma red de distribución de energía eléctrica de AC, permitiendo de este modo una utilización optimizada de energía eólica con un alcance regional más amplio.

Por lo tanto, puede verse que los propósitos de la invención han sido cumplidos por la estructura y su método de uso presentados anteriormente. Aunque de acuerdo con los Estatutos de Patentes, solamente se ha presentado y descrito en detalle el mejor modo y la realización preferida, debe entenderse que la invención no está limitada a la misma o al mismo. Por consiguiente, para una apreciación del alcance verdadero y de la amplitud de la invención, debe hacerse referencia a las reivindicaciones que siguen.

REIVINDICACIONES

1.- Un esquema (20) de conexión para generación de energía en plataformas marinas con una red de recogida interna, que comprende:

5 un sistema (22) de generación de energía que incluye una pluralidad de subsistemas (23) generadores/rectificadores, donde dichos subsistemas (23) poseen al menos un generador (24) con un rectificador (226) activo, donde dicho rectificador activo posee una salida de tensión en DC positiva y una salida de tensión en DC negativa;

una red de recogida en DC de media tensión (MVDC) que comprende cables (42) de polo positivo y cables (44) de polo negativo, y conectada a las mencionadas salidas DC de subsistemas generadores y rectificadores;

10 al menos una subestación (50) marina que comprende:

una barra (54) de distribución positiva y una barra (56) de distribución negativa conectadas de manera correspondiente a los mencionados cables (42) de polo positivo y cables (44) de polo negativo de la mencionada red de recogida (MVDC); y

15 una pluralidad de convertidores (58) DC-DC principales, donde cada uno de dichos convertidores DC-DC principales comprende múltiples módulos (59) conectados a las mencionadas barras de distribución en MVDC, donde cada uno de dichos módulos (59) tiene una salida positiva y una salida negativa;

donde el esquema de conexión está caracterizado por que las mencionadas salidas de los módulos están conectadas en serie una con otra;

y

20 un sistema (60) de transmisión en DC de alta tensión (HVDC) que comprende al menos dos líneas (78, 80) de transmisión en DC conectadas a las mencionadas salidas de los módulos.

2.- El esquema según la reivindicación 1, en el que el mencionado subsistema generador-rectificador comprende:

al menos dos turbinas (24) generadoras;

25 un rectificador (26) AC/DC activo asociado con cada una de las mencionadas turbinas (24) generadoras, donde cada mencionado rectificador (26) posee una salida DC positiva y una salida DC negativa, donde las mencionadas salidas DC de los rectificadores (26) AC/DC están conectadas unas a otras en serie, donde una salida positiva de un primer rectificador AC/DC está conectada a uno de los mencionados cables (42) de polo positivo en un sistema (40) de alimentación, y una salida negativa del último rectificador AC/DC está conectado al mencionado cable (44) de polo negativo en el sistema (40) de alimentación.

30 3.- El esquema según la reivindicación 1, en el que el mencionado subsistema (23) generador-rectificador comprende:

una turbina (172) generadora única que posee al menos dos conjuntos de arrollamientos de generador;

35 un rectificador (176) AC/DC activo asociado con cada conjunto de los mencionados arrollamientos de generador, donde cada rectificador (176) AC/DC mencionado posee una salida DC positiva y una salida DC negativa, donde dichas salidas DC de los rectificadores (176) AC/DC están conectados unas con otras en serie, donde la salida positiva de un primer rectificador (176) AC/DC está conectada a uno de los cables (54) de polo positivo mencionados en un sistema de alimentación, y una salida negativa del último rectificador AC/DC está conectada al mencionado cable (56) de polo negativo en el mencionado sistema de alimentación.

40 4.- El esquema según la reivindicación 1, en el que los mencionados rectificadores (26) activos comprenden una topología de convertidor modular multi-nivel que tiene almacenamiento de energía distribuida en su interior y proporciona una tensión de línea prácticamente senoidal en el lado del generador.

45 5.- El esquema según la reivindicación 1, en el que la mencionada red de recogida en MVDC comprende múltiples alimentadores (40), donde cada uno de dichos alimentadores comprende uno de los cables (42) de polo positivo mencionados y uno de los cables (44) de polo negativo mencionados, y dicho alimentador se conecta con al menos un subsistema (23) generador-rectificador mencionado.

6.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

50 un sistema de transmisión de alta tensión que comprende un cable (78) de HVDC de polo positivo conectado con la mencionada salida positiva de uno de los convertidores (195) DC/DC mencionados, y un cable (80) de HVDC de polo negativo conectado con la mencionada salida negativa de otro de los convertidores (195) DC/DC mencionados.

7.- El esquema según la reivindicación 1, en el que la mencionada pluralidad de convertidores (58) DC-DC principales están conectados en paralelo a las mencionadas barras de distribución positiva y negativa

8.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

5 un sistema (60) de transmisión de alta tensión que comprende un cable (78) de HVDC de polo positivo conectado con la mencionada salida positiva de uno de los convertidores DC/DC principales mencionados, un cable (80) de HVDC de polo negativo conectado con la mencionada salida negativa de otro de los convertidores DC/DC mencionados, y un cable (76) de retorno conectado a una salida negativa de uno de los convertidores (58) DC-DC principales mencionados y a una salida positiva de otro de los convertidores (58) DC/DC principales mencionados diferentes de las salidas positiva y negativa conectadas a los mencionados cables de polo de HVDC.

9.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

una estación (90) en tierra que comprende:

un convertidor (92A) DC/AC de polo positivo conectado a un cable (78) de HVDC de polo positivo;

un convertidor (92B) DC/AC de polo negativo conectado a un cable (80) de HVDC de polo negativo;

15 dos transformadores (98) convertidores trifásicos en paralelo conectados a los mencionados convertidores (92A, 92B) de polo positivo y de polo negativo y una la red (102) principal de distribución de energía eléctrica, donde dicho sistema (60) de transmisión en HVDC comprende los cables (78, 80) de HVDC de polo negativo y de polo positivo mencionados.

10.- El esquema según la reivindicación 9, en el que los mencionados convertidores DC/AC de polo tienen cada uno de ellos un terminal DC positivo y un terminal DC negativo, de manera que el mencionado terminal negativo del mencionado convertidor de polo positivo y el mencionado terminal positivo del mencionado convertidor de polo negativo están conectados entre sí y puestos a tierra (96).

11.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

25 una estación (116) en tierra que comprende un convertidor (120) DC/AC único conectado a cables (112, 114) de HVDC de polo positivo y de polo negativo donde el mencionado sistema de transmisión en HVDC comprende los mencionados cables de HVDC de polo positivo y de polo negativo.

12.- El esquema según la reivindicación 1, donde la mencionada subestación marina comprende adicionalmente:

un sistema (84) de almacenamiento de energía conectado a las mencionadas barras (54, 56) de distribución.

13.- El esquema según la reivindicación 1, en el que la mencionada pluralidad de convertidores (58) DC-DC principales están conectados en paralelo a las mencionadas barras de distribución positiva y negativa, donde dicho esquema comprende adicionalmente:

una conexión (76) a tierra conectada a una salida negativa de uno de los convertidores DC-DC principales mencionados y a una salida positiva de otro de los convertidores DC-DC principales mencionados diferentes de las mencionadas salidas positiva y negativa conectadas a las mencionadas líneas de transmisión en HVDC.

14.- El esquema según la reivindicación 1, en el que la mencionada al menos una subestación marina comprende una subestación marina con dos secciones de barra distribuidora en MVDC, donde cada sección de barra distribuidora en MVDC comprende al menos dos convertidores (59) DC/DC principales,

donde el esquema comprende adicionalmente:

40 un sistema (60) de transmisión de alta tensión que posee un cable (78) de HVDC de polo positivo y un cable (80) de HVDC de polo negativo, donde el mencionado al menos un convertidor DC/DC principal de ambas secciones de barra de distribución en MVDC primera y segunda mencionadas están conectados en paralelo a dichos cables (112) de HVDC de polo positivo y el mencionado al menos un convertidor DC/DC principal de ambas secciones de barra de distribución en MVDC primera y segunda mencionadas están conectados en paralelo a dicho cable (114) de HVDC de polo negativo.

15.- El esquema según la reivindicación 1, en el que la mencionada al menos una subestación marina comprende:

dos subestaciones marinas;

donde cada subestación marina comprende al menos dos convertidores DC/DC principales:

donde el esquema comprende adicionalmente:

5 un sistema de transmisión de alta tensión que posee un cable de HVDC de polo positivo y un cable HVDC de polo negativo, donde el al menos un convertidor DC/DC principal mencionado tanto de la primera subestación marina como de la segunda subestación marina está conectado en paralelo con dicho cable de HVDC de polo positivo y el al menos un convertidor DC/DC principal mencionado tanto de la primera subestación marina como de la segunda subestación marina está conectado en paralelo con dicho cable de HVDC de polo negativo.

16.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

10 un controlador (252) principal conectado a un controlador de subestación asociado con cada subestación marina mencionada, donde cada subestación marina posee al menos dos convertidores (196) DC/DC principales conectados en paralelo entre las mencionadas barras de distribución y las líneas de transmisión en HVDC, donde cada convertidor DC/DC principal mencionado genera una señal (276) I_o , donde cada controlador de subestación mencionado comprende:

un controlador (272) de tensión de entrada que recibe una señal V_{in} y una señal (270) $V_{in,ref}$ y que genera una señal (274) $I_{o,ref}$; y

15 un controlador (278) de corriente que recibe la mencionada señal (276) I_o y la mencionada señal (274) $I_{o,ref}$, donde dicho controlador (278) de corriente genera una señal (280) de ciclo de trabajo para ser recibida por cada uno de los convertidores (196) DC/DC mencionados.

17.- El esquema según la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

20 un controlador (302) principal conectado a un controlador de subestación asociado con cada subestación marina mencionada, donde cada subestación marina mencionada posee al menos dos secciones de barra de distribución en MVDC y al menos dos convertidores (195) DC/DC principales conectados en paralelo entre cada sección de barra de distribución en MVDC mencionada y las líneas de transmisión en HVDC mencionadas, y cada convertidor (195) DC/DC principal mencionado genera una señal I_o , donde cada controlador de subestación comprende:

25 un controlador (272) de tensión de entrada que recibe una señal V_{in} , una señal $V_{in,ref}$ y una señal (271) vectorial $P_{in,ref}$, y que genera una señal vectorial $I_{o,ref}$; y

un controlador (278) de corriente que recibe la mencionada señal vectorial I_o y la mencionada señal (274) vectorial $I_{o,ref}$, donde el mencionado controlador (278) de corriente genera una señal (280) vectorial de ciclo de trabajo para ser recibida por los convertidores DC/DC principales mencionados.

30

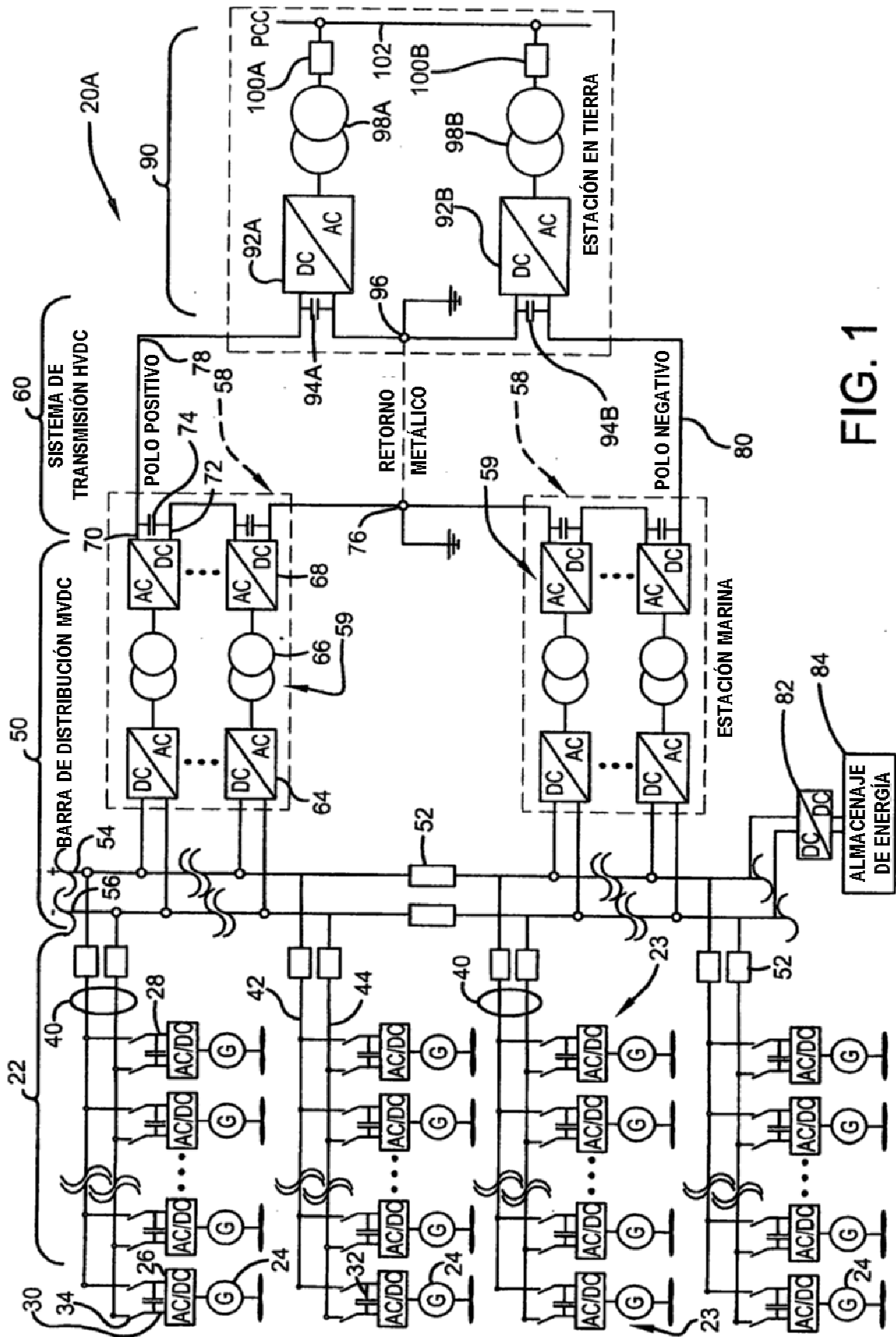


FIG. 1

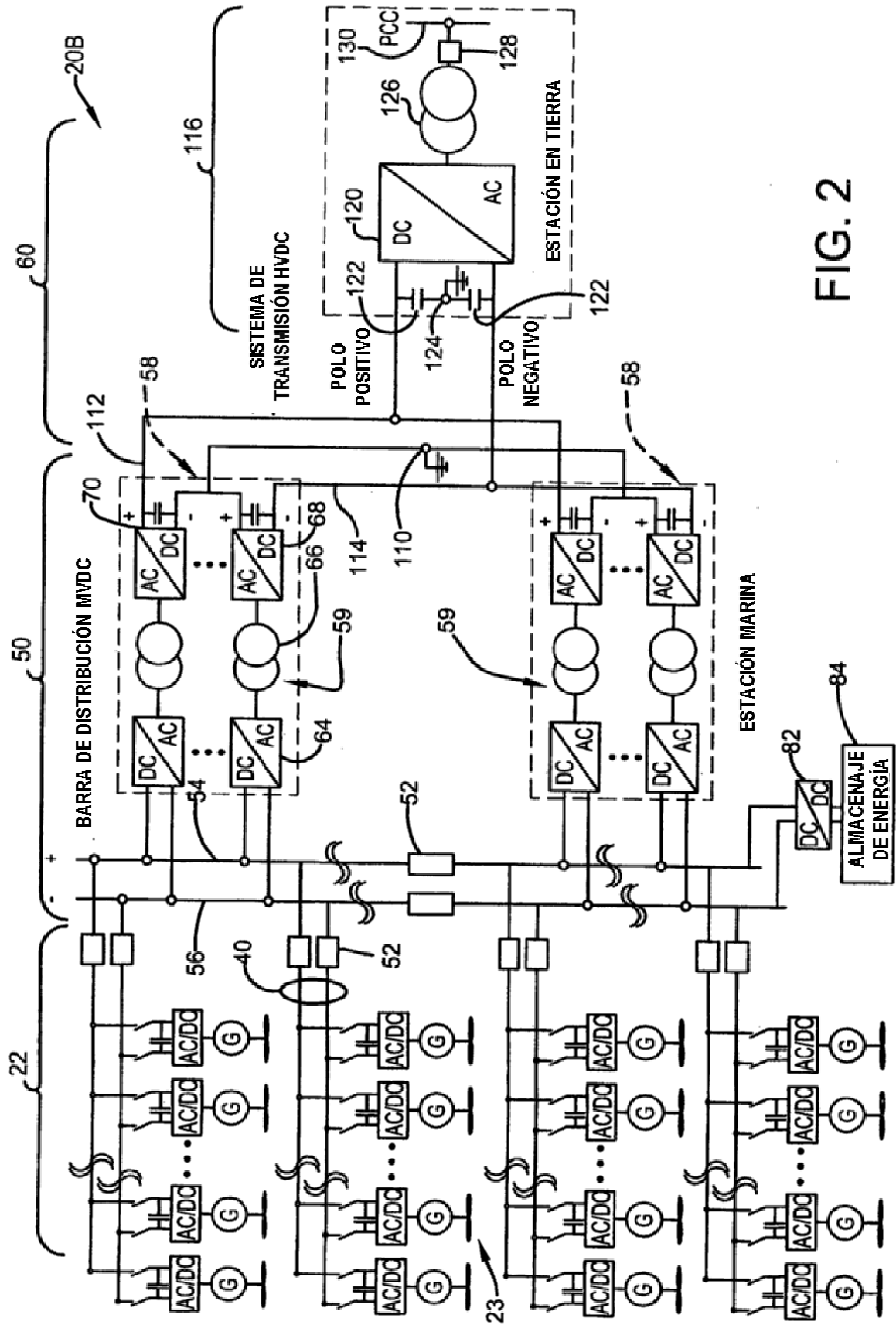


FIG. 2

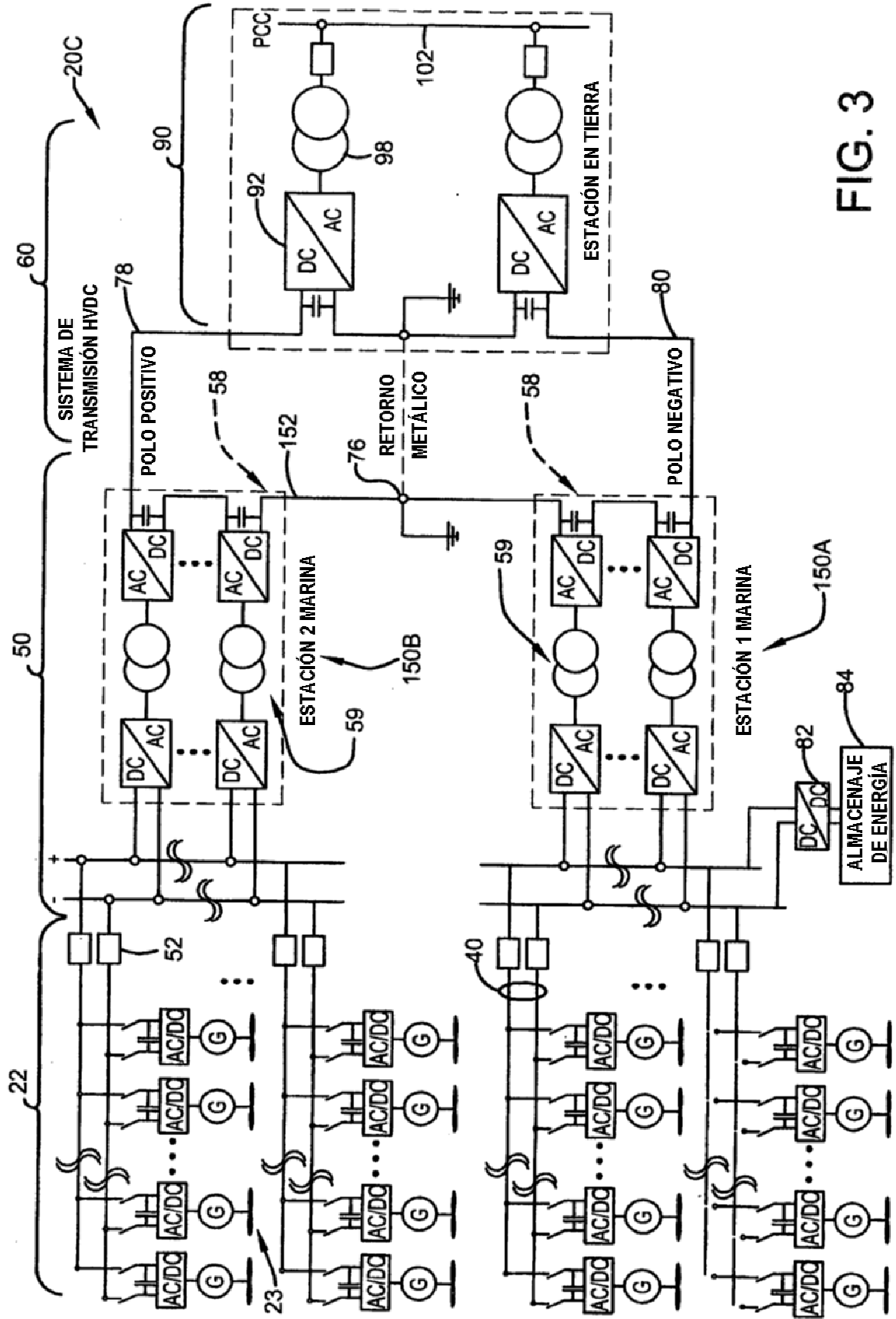


FIG. 3

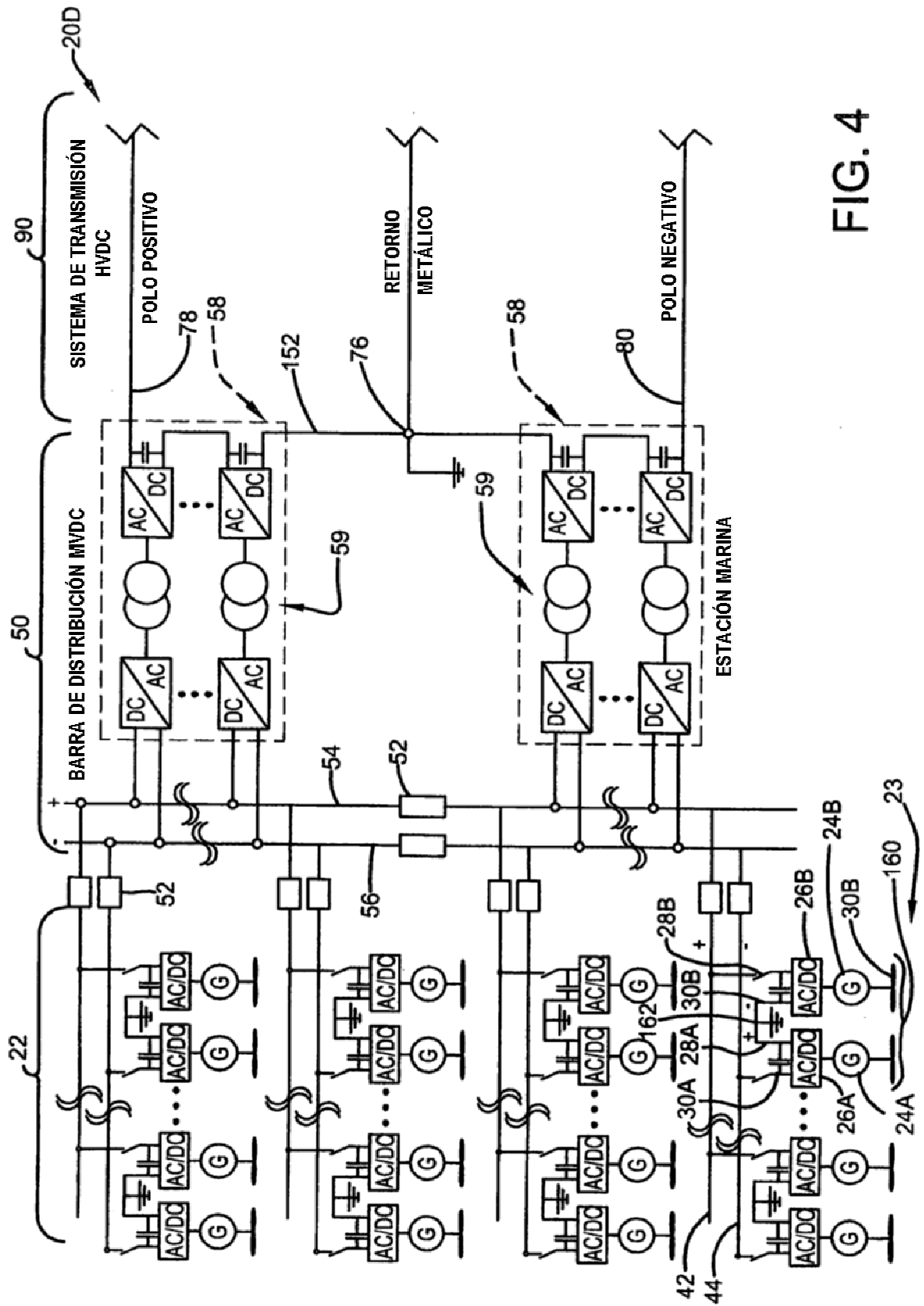


FIG. 4

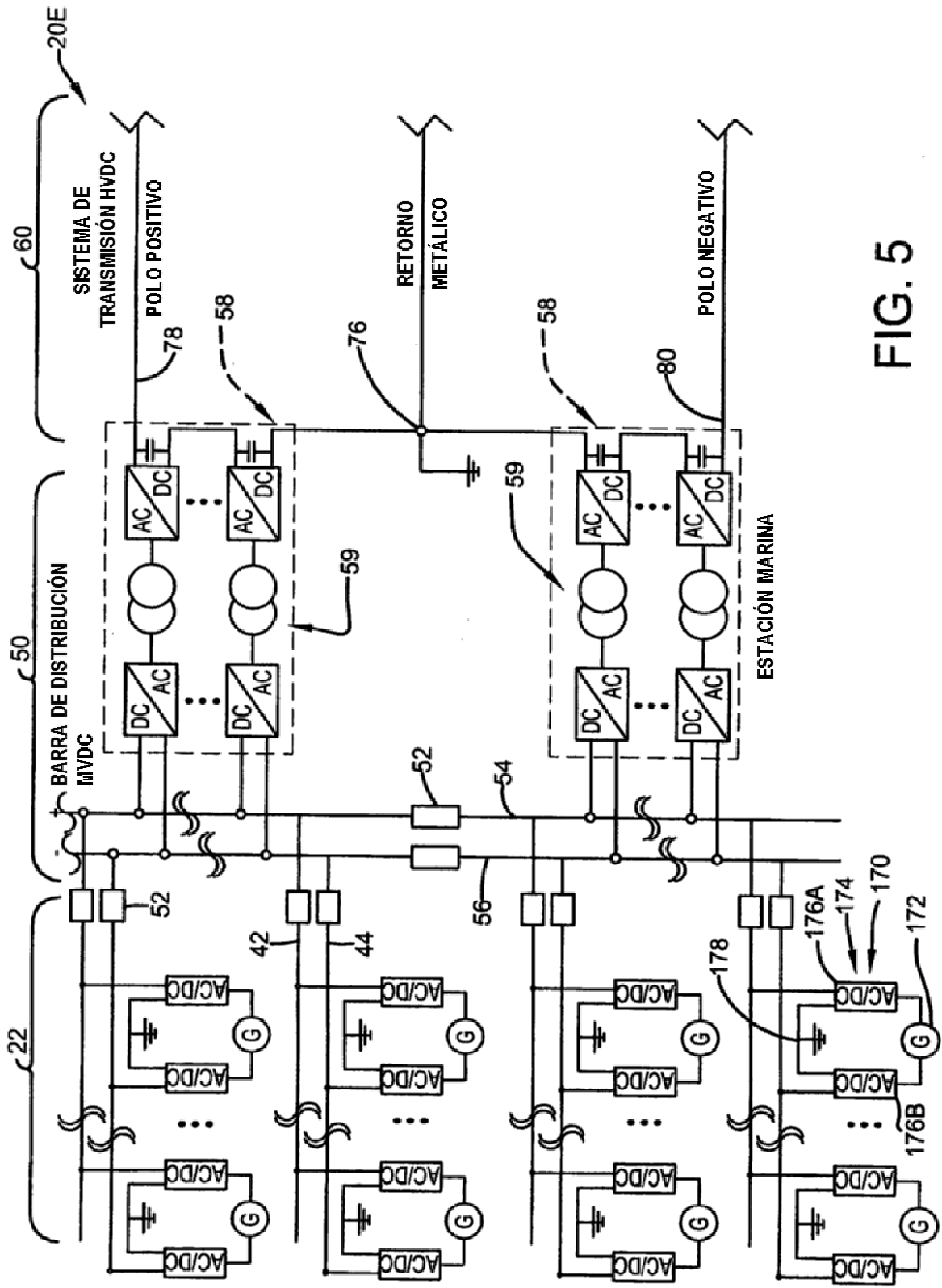


FIG. 5

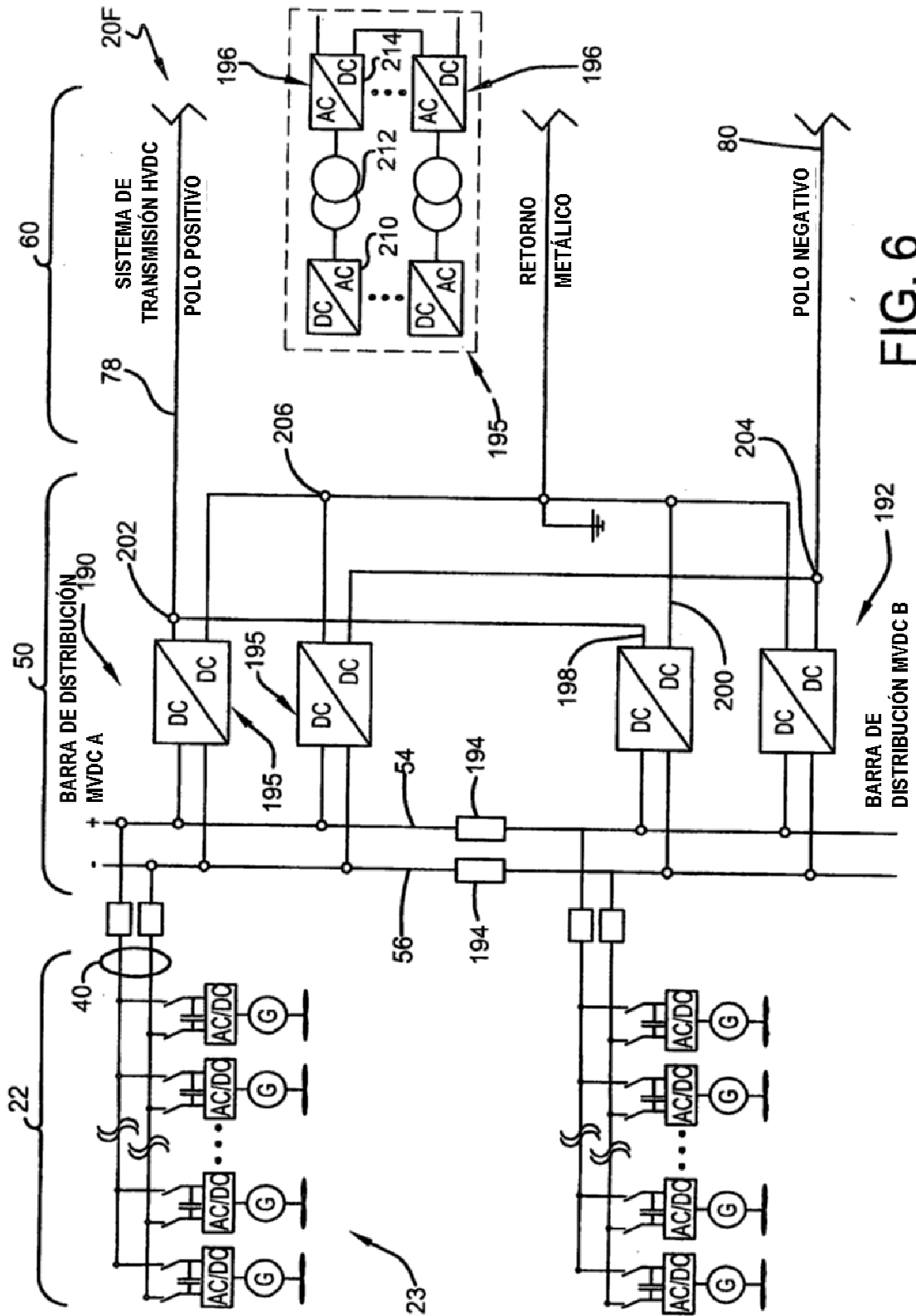
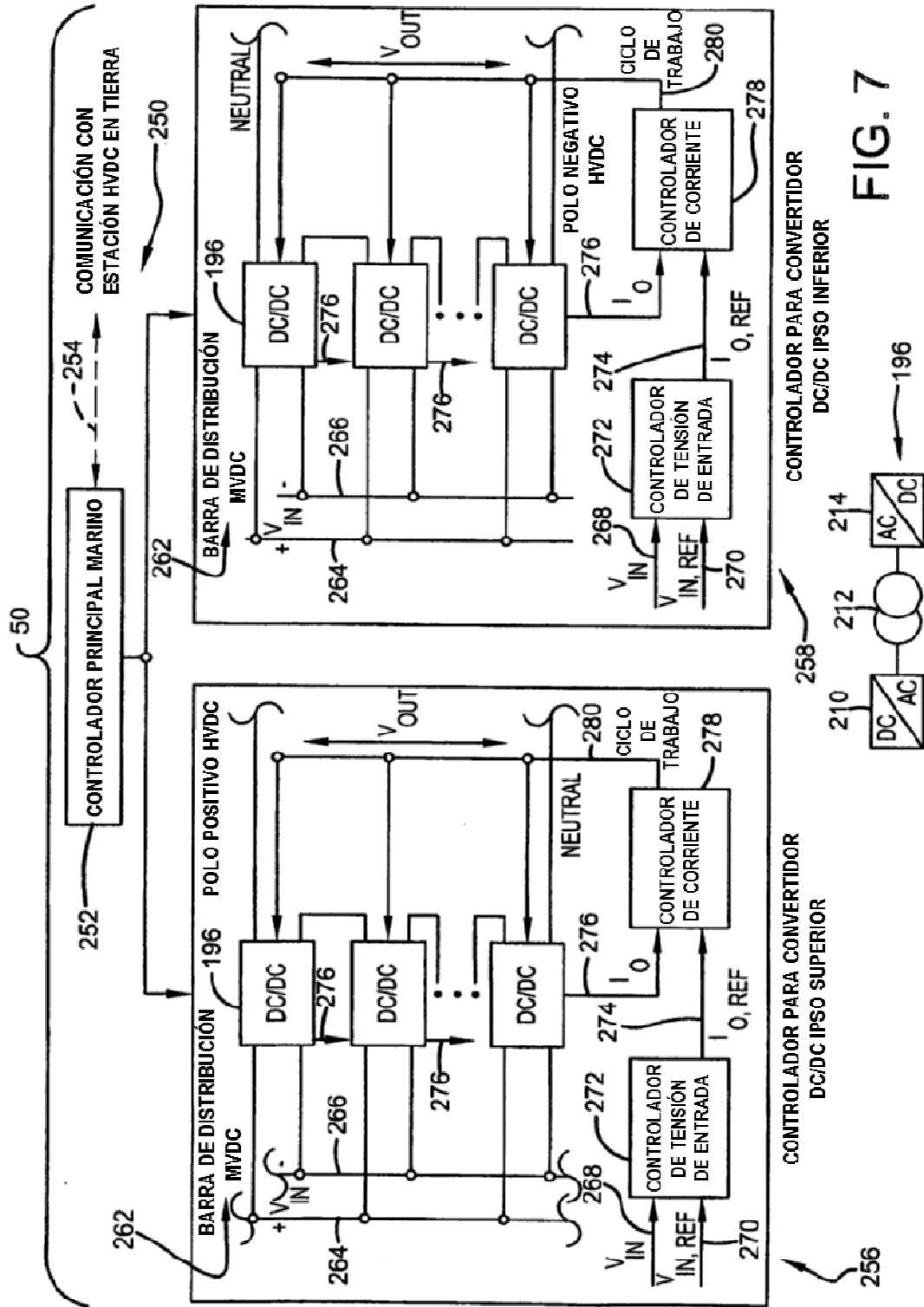


FIG. 6



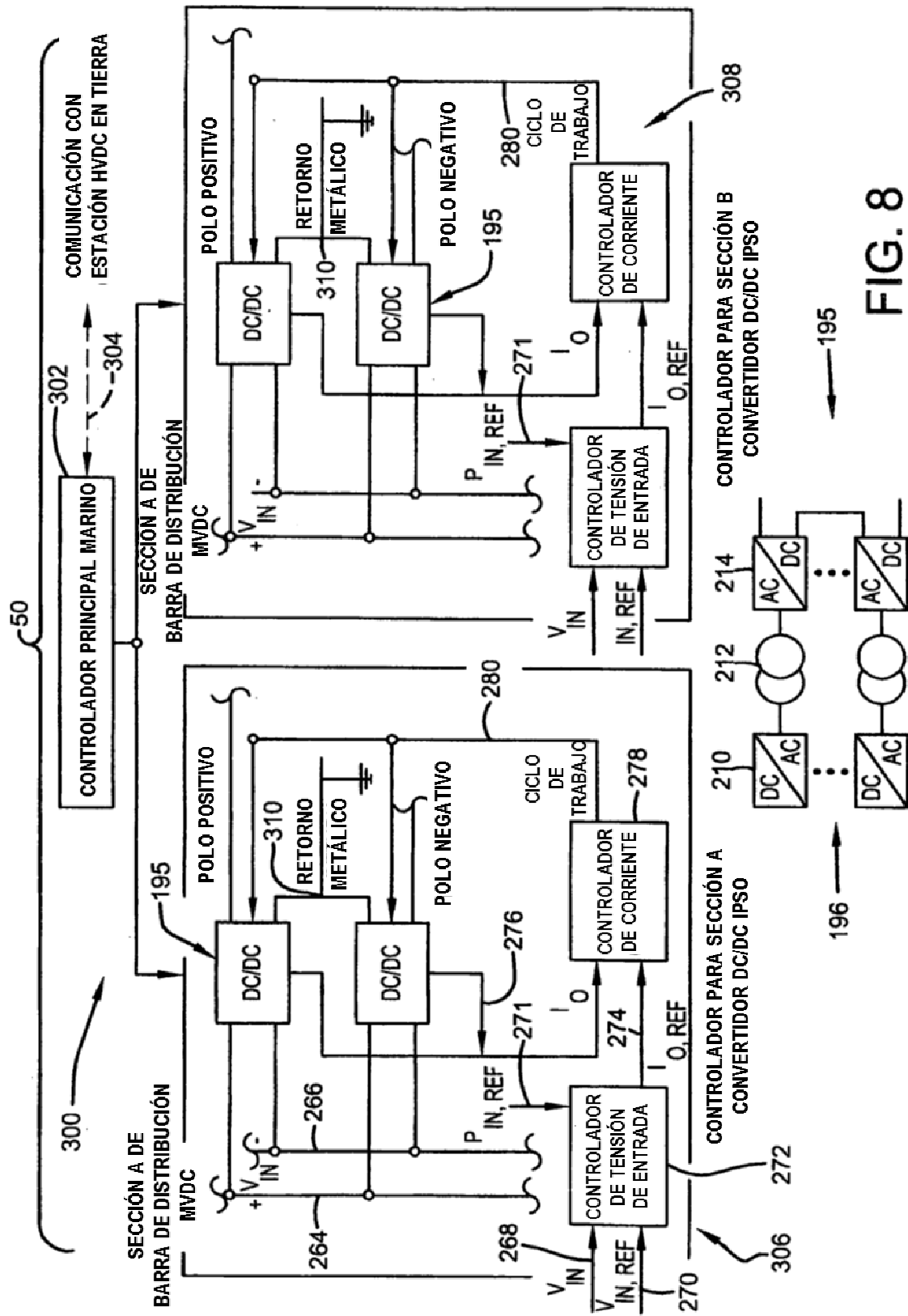


FIG. 8

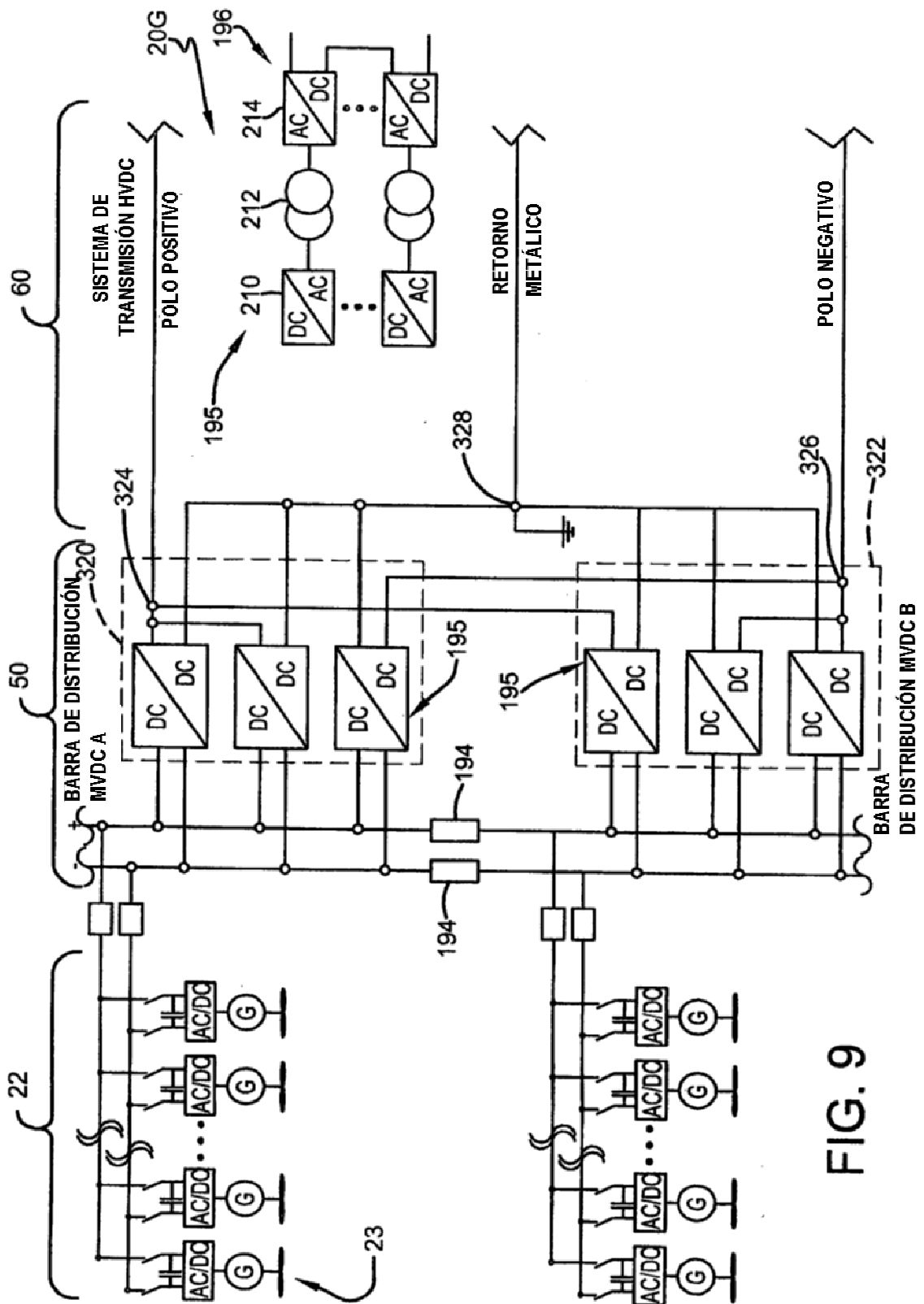


FIG. 9