

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 739 680**

51 Int. Cl.:

H02J 3/36 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 1/10 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **18.03.2014 PCT/EP2014/055412**

87 Fecha y número de publicación internacional: **24.09.2015 WO15139738**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **18.03.2014 E 14714614 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.05.2019 EP 3100331**

54 Título: **Regulación de tensión en red HVDC multiterminal**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
03.02.2020

73 Titular/es:
**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München , DE**

72 Inventor/es:
**DÖRING, DAVID;
EBNER, GÜNTER;
SCHUSTER, DOMINIK;
WÜRFLINGER, KLAUS y
ZELLER, MARCUS**

74 Agente/Representante:
CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 739 680 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

Regulación de tensión en red HVDC multiterminal

La presente invención se refiere a un método para regular la tensión en un sistema de red HVDC multiterminal y, más particularmente, a un método para manipular sobretensiones y subtensiones en una red HVDC multiterminal gestionada independientemente por estaciones transformadoras de la red HVDC.

Actualmente, se usan ampliamente líneas HVDC para transportar energía a través de grandes distancias entre redes de distribución eléctrica. Desarrollos actuales en el campo de la tecnología HVDC se basan en redes de distribución eléctrica de corriente continua con más de dos estaciones transformadoras, que pueden funcionar tanto en modo rectificador como en modo inversor. Estas redes se conocen como redes HVDC multiterminal. Aunque la regulación del flujo de carga se implementa a nivel de estación (es decir, cada transformador funciona en cualquier control de tensión, potencia o dispersión), habitualmente se prevé que tales redes se optimicen a través de un controlador principal de red de distribución eléctrica de corriente continua de orden superior. Puesto que este dispositivo se considera que es un ejemplo de controlador global, la comunicación entre todos los terminales conectados y el controlador principal es un prerrequisito.

Sin embargo, es necesario garantizar una operación altamente fiable de las estaciones transformadoras incluso cuando la comunicación entre el controlador principal y el terminal conectado falla.

Esto se realiza habitualmente con la ayuda de la tensión de corriente continua medida como un indicador de potencia excesiva o insuficiente alimentada a la red de distribución eléctrica. Por consiguiente, la tensión de corriente continua varía dentro de una banda de tensión predefinida. Esto es una desventaja en la medida en que la banda de tensión tiene que designarse con respecto al peor de los casos, suponiendo que cualquier valor de tensión dentro de esta banda puede estar presente constantemente. Sin embargo, en realidad, la tensión puede fluctuar significativamente dentro de esta banda de tensión. Con el fin de no sobrepasar los valores de diseño permitidos, tales como tensión de cable máxima, esto debe tenerse en consideración en el diseño en sí, de modo que la tensión promedio, por consiguiente, debe reducirse.

Sin embargo, la tensión del sistema también debe mantenerse dentro de límites estables incluso durante una emergencia, con el fin de garantizar una operación ininterrumpida y continua. Por tanto, una reacción definida del sistema a acontecimientos extraordinarios, tales como fallo de un parque eólico, bloqueo de un transformador etc., directamente a nivel de estación transformadora y sin depender de comunicación externa es extremadamente importante para las operaciones de red globales.

El problema de tensiones inadmisiblemente altas o bajas no se produce de forma similar en conexiones de punto a punto (P2P) de HVDC, porque para una dirección de flujo de potencia fija las funciones de las estaciones, es decir, o bien el modo rectificador o bien el modo inversor, se asignan de forma fija. No hay necesidad de un controlador o regulador centralizado, porque el rectificador se hace funcionar habitualmente en un modo de control de tensión, ya que la tensión corriente continua máxima se produce en sus terminales. En caso de un corte de corriente del rectificador, el inversor siempre llevará a una bajada de la tensión, de forma que no permanecerá ningún exceso de tensión.

Sin embargo, este método no puede aplicarse a sistemas multiterminal, ya que podrían estar presentes en el sistema varios rectificadores, pero solo un controlador de tensión dedicado. Por tanto, existe la necesidad de disponer de un manejo libre de comunicación, fiable de tensiones en exceso o sobretensiones y subtensiones en el sistema, manejado de forma autónoma por las estaciones transformadoras individuales.

La solicitud publicada US 20120092904 A1 da a conocer un método para controlar sistemas HVDC multiterminal que tienen una pluralidad de estaciones transformadoras. El método implica recibir una pluralidad de mediciones de una pluralidad de unidades de medición dispuestas en el sistema HVDC, identificar a partir de las mediciones una alteración dentro del sistema HVDC, monitorizar las mediciones para identificar una condición alterada de estado estacionario para el sistema HVDC, calculando un nuevo punto de ajuste para al menos una de la pluralidad de estaciones transformadoras, nuevo punto de ajuste que puede basarse en la condición alterada de estado estacionario y las mediciones, y transmitir el nuevo punto de ajuste a la al menos una de la pluralidad de estaciones transformadoras.

El método dado a conocer anteriormente depende de unidades de medición dispuestas en el sistema HVDC para identificar una alteración dentro del sistema HVDC. Sin embargo, no proporciona un método libre de comunicación y fiable de regulación de la tensión en caso de una emergencia cuando las estaciones transformadoras son incapaces de comunicarse.

El documento WO 2012/000548 A1 describe un método de control para transformadores en una red de distribución eléctrica de corriente continua multiterminal que comprende una unidad de control principal central que contribuye al funcionamiento del sistema de transmisión de corriente continua en su conjunto. Según el método descrito en ese documento, una estación transformadora en modo de control de potencia tiene unas características de dispersión de potencia, cuando el sistema está fuera de un intervalo de tensión definido para un funcionamiento normal.

Otro método para el control de una estación transformadora dentro de una red de distribución eléctrica de corriente continua multiterminal se conoce a partir del documento EP 2 495 864 A1.

Un objeto de la presente invención es proporcionar un manejo fiable de sobretensiones y subtensiones en un sistema de red HVDC multiterminal que funciona a nivel de la estación transformadora sin comunicación con ninguna unidad de control de tensión central o unidad de medición de tensión externa.

El objeto de la invención se logra con un método para regular la tensión en una red HVDC multiterminal que comprende una o más estaciones transformadoras, en el que el método comprende una etapa de medición de una tensión de corriente continua local en cada estación transformadora participante, una etapa de detección de una condición de sobretensión cuando la tensión de corriente continua medida cruza una tensión umbral superior predefinida o de detección de una condición de subtensión cuando la tensión de corriente continua medida cruza una tensión umbral inferior predefinida, una etapa de activación de la modificación de un valor de ajuste de potencia de corriente continua disponible registrado en la estación transformadora participante por dicha estación transformadora en la detección de la condición de sobretensión o subtensión, en el que el valor de ajuste de potencia de corriente continua se modifica por una rampa de potencia definida de pendiente definida (megavatios por segundo) en caso de estados de funcionamiento extraordinarios.

El valor de ajuste de potencia de corriente continua disponible o bien se calcula previamente o bien se obtiene a partir de la coordinación del flujo de carga, por ejemplo, a través de un control principal, dependiendo de un modo de control, por ejemplo, modos de control de tensión, corriente o dispersión. Con la invención dada a conocer este valor de ajuste de potencia de corriente continua se modifica para sacar al sistema del estado extraordinario y llevarlo de vuelta a un estado de funcionamiento normal y estable.

El estado de funcionamiento extraordinario, es decir, la condición de sobretensión descrita anteriormente se manifiesta por sí misma en forma de un aumento en la tensión del sistema por encima del límite estable o normal para operaciones continuas. La condición de sobretensión se produce, por ejemplo, debido a un corte de corriente de un transformador que funciona en modo inversor.

De forma similar, el otro estado de funcionamiento extraordinario, es decir, la condición de subtensión descrita anteriormente, se manifiesta por sí misma en forma de una disminución en la tensión del sistema por debajo del límite estable o normal para operaciones continuas. La condición de subtensión se produce, por ejemplo, debido a un corte de corriente de una estación transformadora que importa potencia a la red HVDC, por ejemplo, un parque eólico.

La invención descrita en el presente documento usa la tensión de corriente continua local medida en la estación transformadora para activar o desencadenar medidas en la estación transformadora que proporcionan un retorno automático de la tensión del sistema al estado estable o normal.

Puesto que el cambio en la tensión lejos del estado normal en el sistema está provocado por un flujo de potencia que ya no está equilibrado, el método dado a conocer en el presente documento prevé una modificación de los valores de ajuste de potencia. Cada estación transformadora que participa en esta regulación de la tensión de emergencia aplica una modificación de este tipo de forma autónoma, es decir, sin consultar con un controlador principal de red de distribución eléctrica central. El principio básico de esta invención reside en la modificación de los presentes valores de ajuste de potencia usando valores de ajuste de potencia previos y una duración de tiempo de la modificación que reestablece el equilibrio de potencia en el sistema una vez más. A su vez, la tensión de corriente continua se lleva de nuevo al intervalo de funcionamiento permitido en condiciones estacionarias, evitando de ese modo tensiones de cable excesivas que duran periodos de tiempo inadmisiblemente largos. De esta manera, la regulación de la tensión puede tener lugar de un modo repetido.

La modificación del valor de ajuste de potencia de corriente continua se detiene siempre que la condición de sobretensión o de subtensión desencadenante desaparece, es decir, el presente valor de ajuste de potencia se congela entonces.

En una realización de la invención, el método comprende una etapa de priorización de cada una de estaciones transformadoras participantes basándose en un nivel de intensidad de tensión predefinido y una duración permisible de la condición de sobretensión o la condición de subtensión. En caso de sistemas HVDC multiterminal, puede usarse un escalonamiento en los niveles activación y duraciones permitidas del mecanismo de control de tensión para las estaciones transformadoras participantes para priorizar las estaciones transformadoras dependiendo de su función o importancia en la tarea de transmisión y su capacidad real, que depende generalmente del flujo de potencia de corriente. Por ejemplo, estaciones con un corto tiempo para la duración permitida para un cierto exceso o nivel de sobretensión reaccionarán en primer lugar, mientras que otras estaciones que tienen una mayor duración solo se unirán y activarán su mecanismo de control de tensión si el nivel de tensión no pudiera reducirse suficientemente por la primera estación transformadora hasta entonces. De esta manera, el mecanismo de control de tensión pone en funcionamiento eficazmente solo aquellas estaciones transformadoras que son absolutamente necesarias para la regulación de la tensión sin involucrar a las otras estaciones transformadoras de la red.

En otra realización, el método comprende una etapa de proporcionar al menos un detector de tensión de múltiples fases y escalonado. Con el fin de que sea robusto e inmune a desviaciones de corta duración en la tensión de corriente

continua durante situaciones dinámicas, se establecen detectores de sobretensión y subtensión o de excesos de múltiples fases y escalonados. Estos detectores se usan para descontar desviaciones de corta duración de la tensión de corriente continua medida con respecto a la condición de tensión normal.

5 La detección de sobretensión o subtensión para cada estación transformadora en la red de distribución eléctrica de HVDC puede realizarse con diferentes niveles de intensidad, por ejemplo 1,1 pu, 1,2 pu, 1,3 pu etc. en caso de exceso de tensión; y duraciones permitidas, es decir que oscilan entre cada muy poco tiempo para excesos intensos y tiempos mayores para excesos menos intensos. Esto es para asegurar que estos detectores pueden afinarse de modo que los efectos dinámicos durante las condiciones de funcionamiento normal no se tienen en cuenta para el mecanismo de control de la tensión. Además, la configuración de estos niveles o la duración que desencadena el control de la tensión
10 generalmente difiere de otros detectores convencionales que imponen medidas de protección de transformadores y la red de distribución eléctrica que llevan al apagado del equipo eléctrico.

Además de esto, y dependiendo de las características de flujo de potencia generales de la red de distribución eléctrica de corriente continua, además es útil proporcionar una regulación de tensión de emergencia de este tipo de una forma distribuida para varias estaciones en la red de distribución eléctrica de corriente continua, para la que diferentes niveles de tensión y duraciones de sobretensión y subtensión para los valores de tensión podrían predefinirse para diferentes situaciones. De este modo, es posible priorizar las estaciones, por ejemplo, de modo que se retrase tanto como sea posible la reducción de la potencia de un inversor importante que exporta potencia a su red de distribución eléctrica de corriente alterna.
15

En aún otra realización del método, la modificación del valor de ajuste de potencia de corriente continua se especifica por un parámetro predefinido y constante. Un esquema de modificación a modo de ejemplo puede mostrarse como:
20

$$OV: Pset(t) = Pset(t_0) + \Delta P * (t - t_0)$$

$$UV: Pset(t) = Pset(t_0) - \Delta P * (t - t_0)$$

En este caso, OV representa el esquema de modificación del valor de ajuste de potencia para una condición de sobretensión y UV representa el esquema de modificación del valor de ajuste de potencia para una condición de subtensión. Pset(t) es el valor de ajuste de potencia modificado en cada instante de tiempo t, mientras que Pset(t₀) es el valor de ajuste de potencia en el punto de inicio t₀ de la modificación (es decir, cuando se detecta la condición de OV o UV). ΔP especifica la velocidad de ajuste de potencia en megavatios por segundo (MW/s).
25

Valores negativos de ajuste de potencia corresponden a importar a la red de distribución eléctrica de corriente continua, mientras que valores positivos indican exportación de potencia de la red de distribución eléctrica. Por tanto, este esquema implica una reducción en la potencia importada o un aumento en la potencia exportada para la condición de sobretensión, así como un aumento en la potencia importada o una reducción en la exportada para la condición de subtensión.
30

El esquema anterior solo se ofrece como ejemplo, y la invención dada a conocer también prevé cualquier otro esquema de modificación del valor de ajuste de potencia, es decir, según cualquier fórmula diferente, que pueda aplicarse al nivel de estación transformadora que se basa solamente en detectores de tensión local.
35

La modificación del valor de ajuste desencadenada permanece activa siempre que persista la condición de OV o UV. Por otra parte, si la condición encontrada previamente desaparece, es decir, la tensión de corriente continua medida ha vuelto a estar dentro de los límites predefinidos, la modificación se detiene. El valor de ajuste de potencia se mantiene entonces en el valor más reciente Pset(t₁), donde t₁ indica el punto final de la condición extraordinaria.

40 Aunque la modificación del valor de ajuste de potencia es lineal según el esquema anterior, es posible un retorno incluso más rápido de la tensión de corriente continua a límites seguros si varias estaciones transformadoras están activas simultáneamente. Además de esto, son posibles incluso modificaciones del valor de ajuste de potencia dependientes de la situación o no lineales.

El método descrito anteriormente se caracteriza por un alto nivel de robustez y flexibilidad. Esto es posible, por una parte, a través de la reacción autónoma de las estaciones transformadoras individuales que usan solamente la tensión de corriente continua medida, de modo que este método puede funcionar satisfactoriamente incluso en el caso de fallos de comunicación graves con cualquier controlador principal de red de distribución eléctrica de corriente continua central. Por otra parte, la libre elección de diferentes niveles de tensión y duraciones permitidas posibilita definir un patrón de reacción que puede ajustarse para los escenarios más probables y/o una priorización deseada del flujo de potencia.
45

Lo anteriormente mencionado y otras características de la invención se abordarán ahora con referencia a los dibujos adjuntos de la presente invención. Las realizaciones ilustradas pretenden ilustrar, pero no limitar la invención. Los dibujos contienen las siguientes figuras, en las que números similares se refieren a partes similares, a lo largo de toda la descripción y los dibujos.
50

ES 2 739 680 T3

La figura 1 es un diagrama esquemático que muestra una red HVDC multiterminal que comprende varias estaciones transformadoras y un controlador principal de red de distribución eléctrica de corriente continua central.

5 La figura 2 es un diagrama esquemático que muestra una red HVDC multiterminal que comprende varias estaciones transformadoras cuando el controlador principal de red de distribución eléctrica de corriente continua no está en comunicación con las estaciones transformadoras.

La figura 3 es un gráfico que representa un ejemplo de un perfil de tensión escalonado.

La figura 4 es un diagrama de flujo que representa el método para regular la tensión en una red HVDC multiterminal que comprende varias estaciones transformadoras.

10 La figura 1 es un diagrama esquemático de un sistema 1 de red HVDC multiterminal a modo de ejemplo que comprende varias estaciones 2 transformadoras y un controlador 3 principal de red de distribución eléctrica de corriente continua. Cada estación 20, 21, 22, 23 transformadora se comunica con un controlador 3 principal de red de distribución eléctrica de corriente continua central. Las tensiones de las estaciones 2 transformadoras se gestionan y coordinan mediante este controlador 3 central.

15 La figura 2 es un diagrama esquemático que muestra un sistema 1 de red HVDC multiterminal que comprende varias estaciones 2 transformadoras cuando el controlador 3 principal de la red de distribución eléctrica de corriente continua no está en comunicación con las estaciones 2 transformadoras. Esto puede suceder durante cualquier situación de emergencia. Sin embargo, incluso durante una condición de emergencia de este tipo, la tensión del sistema se mantiene dentro de límites estables usando el método 100 descrito en el presente documento con el fin de garantizar un funcionamiento ininterrumpido, continuo. El método 100 dado a conocer proporciona un manejo fiable, libre de comunicación de sobretensiones y subtensiones en el sistema 1, gestionado independientemente por las estaciones 2 transformadoras individuales. Las estaciones 2 transformadoras activan el proceso de modificación del valor de ajuste de potencia al detectar una condición de sobretensión o de subtensión. Por tanto, la regulación real se implementa al nivel de la estación transformadora.

25 La figura 3 muestra un gráfico que representa un ejemplo de un perfil de tensión escalonado con tiempo 't' 30 en el eje x y tensión 'V' 31 en kV en el eje y. En la figura 3, se muestran diferentes curvas 200, 210 para dos estaciones 20, 21 transformadoras para facilitar la comprensión. La curva 200 representa una curva de tensión-tiempo para la estación 20 transformadora y la curva 210 representa una curva tensión-tiempo para la estación 21 transformadora. Puede observarse que las curvas 200, 210 de las dos estaciones 20, 21 transformadoras siguen ambos niveles de tensión ligeramente modificados, tales como VOV.20 4 y VOV.21 5, así como duraciones permitidas diferentes, TOV.20 6 y TOV.21 7. Para alcanzar un funcionamiento fiable y una definición coordinada de los valores umbral, debe indicarse que los niveles de tensión considerados deben compensarse por las pérdidas del cable y, por tanto, igualarse a una referencia de tensión de corriente continua común, Vref 8. La banda de tensión para un funcionamiento normal del sistema se muestra por Vband 9. La tensión 10 umbral superior predefinida y la tensión 11 umbral inferior predefinida forman los límites inferior y superior de la Vband 9.

35 La figura 4 es un diagrama de flujo que representa el método 100 para regular la tensión en un sistema 1 de red HVDC multiterminal que comprende al menos una estación 2 transformadora participante. El diagrama de flujo muestra las acciones que se llevan a cabo en cada etapa de tiempo y en cada estación transformadora que participa en el método 100 propuesto. El método 100 comprende una primera etapa 101 de medición de una tensión de corriente continua local en la estación 20 transformadora participante. El método comprende además una segunda etapa 102 de detección de una condición de sobretensión cuando la tensión de corriente continua medida cruza una tensión 10 umbral superior predefinida o de detección de una condición de subtensión cuando la tensión de corriente continua medida cruza una tensión 11 umbral inferior predefinida. Al detectar la condición de sobretensión o la de subtensión, dicha estación 20 transformadora ejecuta una etapa 103 de activación de la modificación de un valor de ajuste de potencia de corriente continua disponible. La etapa 103 de activación de la modificación prevé la modificación del valor de ajuste de potencia de corriente continua cambiándolo según una tasa definida previamente de velocidad (en megavatios por segundo) y distancia temporal a la detección de la condición extraordinaria, en el instante de tiempo t0. Y el método finalmente comprende una etapa 104 de verificación de la terminación de la etapa 103 de modificación cuando la condición de sobretensión o la condición de subtensión ya no persiste.

50 Aunque la invención se ha descrito con referencia a realizaciones específicas, esta descripción no debe interpretarse en un sentido limitativo. El alcance de protección se define por la reivindicación adjunta.

REIVINDICACIONES

1. Método (100) para regular la tensión en un sistema (1) de red HVDC multiterminal que comprende al menos una estación (2) transformadora participante,

comprendiendo el método (100):

- 5 - una etapa (101) de medición de una tensión de corriente continua local en la estación (20) transformadora participante;
- una etapa (102) de detección de una condición de sobretensión cuando la tensión de corriente continua local cruza una tensión umbral superior predefinida o de detección de una condición de subtensión cuando la tensión de corriente continua local cruza una tensión umbral inferior predefinida;
- 10 - una etapa (103) de activación de la modificación de un valor de ajuste de potencia de corriente continua disponible por dicha estación (10) transformadora al detectar la condición de sobretensión o subtensión,
- en el que el valor de ajuste de potencia de corriente continua se modifica de manera autónoma, es decir sin consultar con un controlador principal de red de distribución eléctrica de corriente continua central, basándose en una rampa de potencia definida de pendiente definida; en el que la modificación del valor de ajuste de potencia se realiza usando valores de ajuste de potencia y duración de tiempo de modificación previos, es decir según una tasa definida
- 15 previamente de velocidad (en megavatios por segundo) y distancia temporal a dicha detección;
- una etapa (104) de verificación de la terminación de la etapa (103) de modificación cuando la condición de sobretensión o la condición de subtensión ya no persiste.

2. Método (100) según la reivindicación 1, en el que la modificación del valor de ajuste de potencia de corriente continua se especifica por un parámetro predefinido y constante.

20

FIG 1

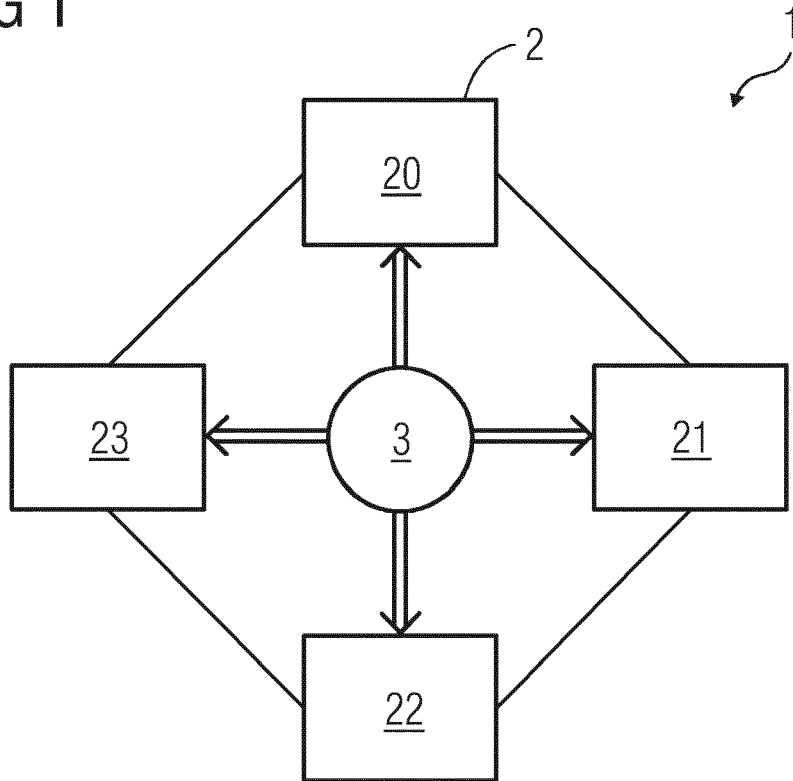


FIG 2

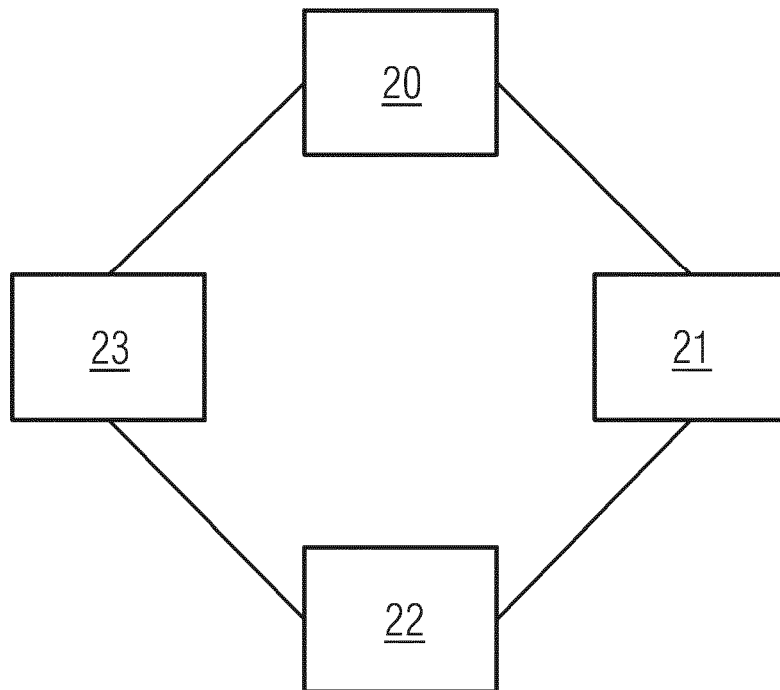


FIG 3

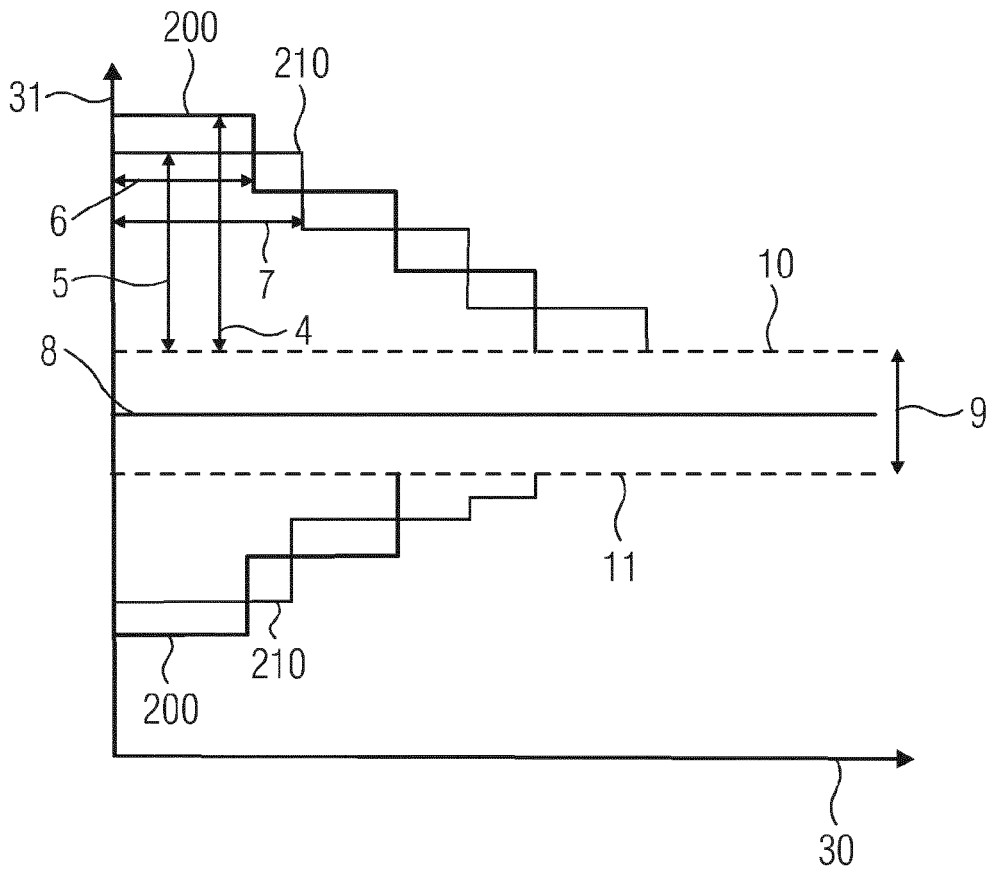


FIG 4

