

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 816 027**

51 Int. Cl.:

H02J 3/00 (2006.01)

H02J 3/18 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.11.2016 PCT/EP2016/076850**

87 Fecha y número de publicación internacional: **22.06.2017 WO17102177**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.11.2016 E 16797783 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **17.06.2020 EP 3391494**

54 Título: **Procedimiento para controlar la distribución de energía**

30 Prioridad:

14.12.2015 US 201514967539

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

31.03.2021

73 Titular/es:

**UNIVERSITY COLLEGE DUBLIN, NATIONAL
UNIVERSITY OF IRELAND, DUBLIN (100.0%)
Belfield
Dublin 4, IE**

72 Inventor/es:

**MURPHY, CONOR;
KEANE, ANDREW y
RICHARDSON, PETER**

74 Agente/Representante:

CURELL SUÑOL, S.L.P.

ES 2 816 027 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

Procedimiento para controlar la distribución de energía

5 **Campo**

La presente invención se refiere a un procedimiento para controlar la distribución de energía de una pluralidad de fuentes energéticas conectadas a una red de distribución de energía eléctrica.

10 **Antecedentes**

La figura 1 muestra una parte de una red de distribución de energía eléctrica 10 típica. La red comprende una serie de ramas que conectan nodos indexados del 00 al 08. Una pluralidad de fuentes de energía A a D están conectadas, respectivamente, a los nodos 03, 05, 07 y 08, y se genera demanda de la red en los nodos indicados con la flecha 12. La red 10, en este caso, se alimenta a través de dos transformadores 14 conectados en paralelo. En el ejemplo mostrado, las fuentes de energía se indican como turbinas eólicas, aunque se apreciará que la preocupación de la presente invención es la mitigación de problemas en el uso de cualquier forma de recurso de energía con capacidad de control de potencia reactiva, incluyendo fuentes eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas. Además, aunque las fuentes de energía se muestran como turbinas individuales, las mismas pueden ser, igualmente, parques eólicos que incluyan una pluralidad de turbinas o cualquier grupo de generadores de este tipo.

Se apreciará que muchas de estas fuentes de energía están conectadas a partes remotas de redes de distribución donde la capacidad de la infraestructura que conecta fuentes de energía según la demanda puede estar limitada. Las propiedades físicas de los conductores y las cargas dentro de la red provocan la variación tanto de la magnitud como del ángulo de la tensión y provocan, por tanto, el flujo de potencia reactiva. Cualquier fuente o sumidero reactivo puede reducir la capacidad de transferencia de potencia activa de ramas de la red y podría derivar en flujos de potencia congestionados en la red.

La potencia disponible de las fuentes A a D puede variar notablemente de acuerdo con las condiciones predominantes del entorno hasta el punto de que, en ciertas condiciones de funcionamiento, los operadores de la red pueden pedir a los proveedores que reduzcan la generación de potencia activa con el fin de evitar la congestión de la red y la infracción de restricciones térmicas, es decir, límites de corriente para la red.

En resumen, hay dos restricciones enfrentadas en juego, mantener la tensión en los terminales de un generador a un nivel aceptable (con respecto al generador) con el fin de permitir la entrega y la monetización de la potencia generada, al tiempo que garantizando que no se infringen restricciones térmicas. El documento WO2015/193199 publicado el 23 de diciembre de 2015 divulga la producción y definición de una relación entre mediciones locales de tensión y potencia en un nodo de una red eléctrica y condiciones del sistema en una rama remota de la red. Estas mediciones locales se usan para determinar un punto de consigna de tensión óptimo en el nodo que, si es alcanzado por un recurso de potencia reactiva, afectaría al flujo de potencia reactiva o corriente de línea en una o más ramas remotas particulares del sistema de energía según una manera captada por la relación obtenida. El cambio de la potencia reactiva requerido para obtener este punto de consigna de tensión también se calcula sobre la base de mediciones locales.

El documento US2010/237834 divulga un procedimiento para calcular la inyección de potencia reactiva para un generador distribuido usando mediciones locales en el punto de conexión y un modelo de la red eléctrica.

Sumario

Según la presente invención se proporciona un procedimiento para controlar la distribución de energía de acuerdo con la reivindicación 1.

Este procedimiento no se limita al control solamente de generadores, sino de cualesquiera dispositivos que inyecten y absorban potencia reactiva incluso sin producir potencia activa.

Formas de realización utilizan el control local, por contraposición a otros planteamientos del tipo instalar-y-olvidar usados actualmente en el funcionamiento de la generación distribuida, a saber; Regulación Automática de Tensión (Modo AVR) y Factor de Potencia (Modo PF) constante.

Breve descripción de los dibujos

A continuación, se describirán formas de realización de la presente invención, a título de ejemplo, haciendo referencia a los dibujos adjuntos, en los cuales:

la figura 1 muestra una red de distribución de energía ejemplificativa que incluye una serie de fuentes de energía

renovable controladas de acuerdo con una forma de realización de la presente invención;

la figura 2 ilustra de manera general las fases de un modelado de red divulgado en el documento WO2015/193199;

la figura 3 ilustra restricciones en conflicto para un generador dado dentro de una red tal como la que se muestra en la figura 1;

la figura 4 ilustra las etapas implicadas en el control de un generador según se divulga en el documento WO2015/193199;

la figura 5 muestra el procedimiento para determinar un punto de consigna de tensión ajustado según se divulga en el documento WO2015/193199;

la figura 6 muestra las combinaciones de cálculos utilizados en el procedimiento de la figura 4;

la figura 7 es una tabla que indica diversos escenarios para restringir la potencia activa; y

la figura 8 ilustra un procedimiento para determinar puntos de consigna ajustados de acuerdo con una forma de realización de la presente invención.

Descripción de las formas de realización preferidas

En referencia a la figura 2, las formas de realización de la presente invención implican en primer lugar la construcción de un modelo eléctrico que refleja el comportamiento eléctrico de una red de distribución, tal como la red 10, etapa 1.

En primer lugar, introduciremos cierta nomenclatura usada en la descripción de este modelado:

P	- Potencia Activa
Q	- Potencia Reactiva
θ	- Ángulo del Fasor de Tensión
V	- Magnitud del Fasor de Tensión
g_{ij}	- Conductancia en Serie para la rama ij
b_{ij}	- Susceptancia en Serie para la rama ij
g_{si}	- Conductancia de Derivación en el nodo i
b_{si}	- Susceptancia de Derivación en el nodo i
N	- Número total de nodos
$ I_{ij} $	- Flujo de corriente en la rama ij
$\frac{\partial P}{\partial V}$	- Sensibilidad de la Potencia Activa a la Tensión
$\frac{\partial Q}{\partial V}$	- Sensibilidad de la Potencia Reactiva a la Tensión
$\frac{\partial P}{\partial \theta}$	- Sensibilidad de la Potencia Activa al Ángulo de la Tensión
$\frac{\partial Q}{\partial \theta}$	- Sensibilidad de la Potencia Reactiva al Ángulo de la Tensión

La potencia activa, P_{ij} , la potencia reactiva, Q_{ij} , y la magnitud de la corriente de línea, $|I_{ij}|$, para cada rama de la red se pueden definir con ecuaciones tales como las ecuaciones (1) a (3), aunque podrían usarse otras ecuaciones:

$$P_{ij} = V_i^2(g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j(g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2(b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j(g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$|I_{ij}| = \frac{\sqrt{(P_{ij})^2 + (Q_{ij})^2}}{V_i} \quad (3)$$

El cálculo del flujo de potencia compleja en cualquier nodo i de la red implica escribir dos funciones para todos los nodos N , una para la potencia activa y otra para la potencia reactiva, por ejemplo, como en las ecuaciones (4) y (5):

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (4)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (5)$$

En la etapa 2, se lleva a cabo un análisis de flujo de potencia, por ejemplo, un análisis de flujo de potencia de Newton-Raphson, para valorar el impacto de los generadores en los diversos nodos de la red sobre el intervalo de todos los puntos de funcionamiento posibles de potencia activa y potencia reactiva de los generadores, con una demanda dada del sistema. Este análisis se puede llevar a cabo usando un programa de análisis de sistemas de energía, tal como el DigSILENT PowerFactory, y/o usando una solución dedicada implementada con, por ejemplo, Mathworks Matlab. Usando un programa de análisis de sistemas de energía, se incrementa de manera independiente la generación de potencia activa y potencia reactiva de todos los generadores entre las cotas de sus límites respectivos, captando todas las combinaciones de inyección de potencia compleja, y se registran la magnitud y el ángulo de tensión calculados para cada nodo y para cada combinación. A continuación, estos resultados nodales se pueden usar, por ejemplo, en un guion de instrucciones Matlab para deducir retrospectivamente una matriz jacobiana que incluye cada flujo de potencia convergente.

De este modo, se calculan la tensión y la fase V , y θ en cada nodo i de la red para cada combinación de potencia activa y reactiva que es generada por los generadores de la red, en este caso A a D, con una demanda dada generada en los nodos 12. En la forma de realización, esta demanda es una demanda mínima del sistema en cada uno de los nodos 12. Estos valores de demanda se pueden fijar a $P=Q=0$ en cada uno de los nodos 12; o pueden comprender estimaciones individuales para P y Q sobre la base de valores históricos y/o previstos reales.

En análisis del flujo de potencia capta las variables independientes asociadas a cambios de las inyecciones de potencia activa y reactiva de los generadores que afectan al ángulo y a la magnitud de la tensión en una matriz jacobiana. La matriz jacobiana se forma tomando los coeficientes de ángulo y magnitud de la tensión y escribiendo las ecuaciones (4) y (5) en notación matricial de la manera siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \cdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_j \\ \Delta V_j \end{bmatrix} \quad (6)$$

Esta matriz jacobiana encapsula las propiedades del sistema de energía y refleja los cambios del ángulo θ y magnitud V de la tensión que se producen en un nodo de red i dado debido a la inyección de potencia activa y reactiva en cualquier nodo de la red al cual está conectado un generador.

La información captada en la matriz jacobiana son las sensibilidades de una solución de flujo de potencia convergente del nodo, aunque algunas de ellas pueden ser nulas, reflejando, por ejemplo, cuándo un generador podría no tener efecto alguno sobre una rama remota de la red.

En la etapa 3 de la figura 2, se aplica una técnica de regresión no lineal a los resultados de la etapa 2 para obtener una relación entre mediciones locales de V , P y Q en cada nodo generador y condiciones remotas del sistema, o bien $|I_{ij}|$ o bien Q_{ij} para cada rama de la red en la que preocupan las restricciones térmicas. En el documento WO2015/193199, las tres expresiones utilizadas para minimizar el flujo de potencia reactiva en líneas remotas se formulan de la manera siguiente:

- el flujo de corriente de línea o potencia reactiva (potencia reactiva que incluye un componente de corriente) sobre una línea remota en cuestión hacia un generador local:

$$|I_{ij}| \quad \text{ó} \quad Q_{ij} = x_1 + x_2 V^2 + x_3 P^2 + x_4 V + x_5 P + x_6 PV \quad (8)$$

- la magnitud de la tensión local con una demanda mínima del sistema:

$$V^{MinD} = y_1 + y_2 Q^2 + y_3 P^2 + y_4 Q + y_5 P + y_6 PQ \quad (9)$$

- la sensibilidad local de la potencia reactiva a la tensión:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = z_1 + z_2 V^2 + z_3 Q^2 + z_4 V + z_5 Q + z_6 QV \quad (10)$$

Se observará que cada una de las ecuaciones (8) a (10) comprende una expresión de segundo orden que relaciona dos mediciones locales de V, P y Q en el nodo generador, con un parámetro de la red calculado a partir del análisis de flujo de potencia, por ejemplo, la corriente de línea $|I_{ij}|$ o el flujo de potencia reactiva Q_{ij} en una rama del sistema de energía. No obstante, pueden usarse otros órdenes, y también podría escogerse un número mayor de variables independientes, por ejemplo, valores medidos para generadores adyacentes, con el fin de ampliar esta técnica. Asimismo, no es necesario que las expresiones sean funciones de valor continuo y podrían ser posiblemente no lineales.

Debe señalarse que cualquier generador de la red podría estar preocupado por su impacto sobre más de una rama y, en este caso, se podría calcular para ese generador una pluralidad de vectores x, asociado cada uno de ellos a una rama respectiva ij.

Debe apreciarse también que, si se comunicase el estado de la línea al controlador, esto haría que mejorase la estimación para el flujo de la rama calculado a partir de la ecuación (8).

Los vectores x, y y z en las ecuaciones (8) a (10) son los coeficientes determinados a partir del análisis de regresión. Las mediciones locales que se usan para la ecuación (8) son la potencia activa, P, y la magnitud de tensión, V, obtenidas a partir de mediciones en la ubicación del generador, ecuación (8). Para calcular la tensión en un nodo generador con una demanda mínima del sistema, en la ecuación (9) se usan las mediciones de la potencia activa, P, y la potencia reactiva, Q. Por último, para deducir la sensibilidad local de la potencia reactiva a la tensión, en la ecuación (10) se usan la tensión local, V, y la potencia reactiva, Q, medidos del generador.

Formuladas de esta manera, las ecuaciones (8) a (10) proporcionan un procedimiento indirecto de determinación de la solución óptima para el problema de la gestión de la potencia reactiva para sistemas de distribución con generación distribuida, donde la magnitud de la tensión local V y la generación de potencia activa y reactiva P y Q, medidas en tiempo real, se usan para deducir condiciones del sistema.

La figura 3 muestra una ilustración típica de dos restricciones en conflicto para un generador dado; la tensión local en un nodo generador i y la corriente de línea de una rama remota del sistema afectada por el generador, a medida que varía la potencia activa y reactiva de la unidad. De este modo, en el ejemplo, de la figura 1, el nodo controlado podría ser el nodo 08 al cual está conectado el generador D y la rama en cuestión puede ser la rama que conecta los nodos 01 y 07 y/o los nodos 07 y 08. (Típicamente, esta elección de la rama en cuestión no es arbitraria, ya que, por ejemplo, no se consideraría que el generador D esté afectando a la corriente de línea en la rama que conecta los nodos 02 y 03).

Otras asignaciones dentro de la red de la figura 1 incluyen la rama que conecta los nodos 01 y 02 como rama en cuestión para el generador A, la rama 01-05 como rama en cuestión para el generador B, y la rama 01-07 como rama en cuestión para el generador C.

La figura 3 resalta la elección disponible de potencia reactiva en el espacio de soluciones disponible para el generador, si se considera fija la potencia activa, según se indica con la curva de potencia activa constante. El protocolo típico para un operador del sistema si se detecta una infracción de la restricción térmica sobre una línea tal como esta, es decir, si se supera (va a superarse) la corriente de línea máxima para la rama remota en cuestión ha consistido en solicitar una reducción de la potencia reactiva producida por el generador. Esta reducción de la generación de potencia tiene el efecto de mover la curva de potencia activa constante en la dirección de la flecha C. No obstante, tal como se observará, esto puede implicar una reducción sustancial de generación de potencia para llevar el punto del operador del generador a un nivel en el que no se supera la corriente de línea máxima.

La figura 4 muestra las etapas secuenciales implicadas en el control de un generador según se divulga en el documento WO2015/193199. La etapa 1 comprende el modelado y el análisis de regresión descritos en relación con la figura 2.

En la etapa 2 de la figura 4, un controlador (no mostrado) con acceso a las ecuaciones (8) a (10) antes descritas toma mediciones locales en los terminales de un generador; magnitud de tensión, V, potencia activa, P, y generación de potencia reactiva, Q. La medición puede comprender una monitorización continua periódica, por ejemplo, a intervalos de 15 minutos, o, de hecho, puede ser accionada por eventos, por ejemplo, como respuesta a cambios en la demanda o la generación de potencia activa.

El controlador o bien puede comprender un controlador ubicado de manera centralizada en comunicación con cada generador y provisto de las ecuaciones para cada generador; o bien, de forma alternativa, controladores independientes podrían funcionar en cada generador con solamente conocimiento de las ecuaciones (8) a (10) para ese generador.

Sobre la base de las mediciones locales de V, P y Q, en la etapa 3, el controlador calcula una tensión objetivo $V_{Consigna}^{Nueva}$ que dará como resultado el flujo de corriente $|I_{ij}|$ o el flujo de potencia reactiva Q_{ij} mínimo sobre una rama ij en la red circundante.

Una solución óptima se obtiene, en primer lugar, determinando un punto de consigna de tensión local, $V_{Consigna}^{Antigua}$, a partir de la ecuación (8) que da como resultado el flujo de corriente $|I_{ij}|$ mínimo y, por extensión, la negación calculada del flujo de potencia reactiva, en la rama objetivo. Tomando la ecuación (8), que describe el flujo de corriente de una rama en el sistema de energía, se encuentra el mínimo sustituyendo el valor observado de las variables independientes medidas, por ejemplo, la generación de potencia activa P, y derivando con respecto a la variable de control, por ejemplo, la tensión, V, en los terminales del generador. La expresión resultante del gradiente se fija a cero y se resuelve para la variable de control desconocida. Gráficamente, esto se corresponde con la localización de $V_{Consigna}^{Antigua}$ mostrada en la figura 3.

Como alternativa, la ecuación (8) se puede usar para igualarla al flujo de potencia reactiva Q_{ij} de una línea remota. En este caso, puesto que los valores no son absolutos, las raíces de la ecuación se encuentran sustituyendo las variables independientes medidas, por ejemplo, la potencia activa P. El valor de esta raíz revelará el punto de consigna de la variable de control independiente, por ejemplo, la magnitud de tensión, $V_{Consigna}^{Antigua}$, que, a su vez, dará como resultado la anulación prevista del flujo de potencia reactiva sobre una rama ij en el sistema de energía.

Recuérdese que estos procedimientos se basan en la suposición de que el análisis del flujo de potencia fuera de línea se lleva a cabo para una demanda mínima del sistema y, por ello, el punto de consigna óptimo determinado para la tensión, $V_{Consigna}^{Antigua}$, es únicamente óptimo en el caso de la demanda mínima. Es necesario abordar esta simplificación ya que, en realidad, la demanda del sistema varía diaria y estacionalmente en un sistema de energía.

La figura 5 ilustra el proceso de ajustar $V_{Consigna}^{Antigua}$ calculado sobre la base de la ecuación (8) para determinar la tensión objetivo $V_{Consigna}^{Nueva}$ al tiempo que teniendo en cuenta el aumento de la demanda del sistema.

Tal como se muestra, el uso del punto de consigna de tensión, $V_{Consigna}^{Antigua}$, fuera del tiempo de la demanda mínima, donde la tensión medida en el nodo es V^{Obs} , requeriría la inyección de más potencia reactiva de la que es necesaria con una demanda mínima donde la tensión, según se calcula a partir de la ecuación (9), se modela como V^{MinD} . Esto es debido al hecho de que la magnitud medida de la tensión, $V=V^{Obs}$, disminuye debido al aumento de la carga activa y reactiva que se genera por encima de la demanda mínima. El ajuste de la tensión objetivo $V_{Consigna}^{Antigua}$ calculado con el uso de la ecuación (8) viene dado por:

$$V_{Consigna}^{Nueva} = V_{Consigna}^{Antigua} - (V^{MinD} - V^{Obs}) \quad (11)$$

donde V^{MinD} es la solución a la ecuación (9), la tensión calculada basándose en las mediciones observadas de P y Q del generador con la demanda mínima del sistema.

De este modo, tal como se muestra en la figura 5, el cambio requerido en la tensión, ΔV_{Nuevo} , se encuentra a partir de la diferencia entre la tensión observada $V=V^{Obs}$, de la etapa 2, y el punto de consigna de la tensión objetivo $V_{Consigna}^{Nueva}$ ajustada.

El controlador comprueba que el punto de consigna de tensión objetivo $V_{Consigna}^{Nueva}$ requerido por la solución óptima está dentro de las cotas permitidas por el operador del sistema, como en la ecuación (12):

$$V^- \leq V^{Obs} + \Delta V_{Nuevo} \leq V^+ \quad (12)$$

En caso de que la suma de ΔV_{Nuevo} supere las cotas impuestas, el cambio requerido en la tensión se ajusta (típicamente se reduce) en la cantidad necesaria para garantizar que nos ceñimos a los límites V^- , V^+ .

Se apreciará que cuando la ecuación (9) se modela basándose en una demanda dada diferente a la demanda mínima, por ejemplo, la demanda máxima, entonces sería necesario modificar en consecuencia el ajuste de $V_{Consigna}^{Antigua}$ para llegar al $V_{Consigna}^{Nueva}$.

La etapa 4 de la figura 4 calcula la sensibilidad de la potencia reactiva a la tensión, actualizada, $\frac{\partial Q}{\partial V}$ de la ubicación del generador. Esta sensibilidad local se calcula sustituyendo los valores medidos V, Q, de la etapa 2 de la figura 4 en la ecuación (10).

La etapa 5 de la figura 4, determina el cambio de la generación de potencia reactiva requerido por el generador para obtener el punto de consigna de tensión requerida $V_{Consigna}^{Nueva}$ en sus terminales. Usando la sensibilidad $\frac{\partial Q}{\partial V}$ encontrada a partir de la etapa 4, y el cambio requerido de tensión ΔV_{Nuevo} determinado a partir de la etapa 3, se usa la ecuación (13) para obtener el cambio requerido en la potencia reactiva ΔQ necesario en la ubicación de medición (el nodo generador):

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial V} \cdot \Delta V_{Nuevo} \quad (13)$$

Para garantizar que el cambio requerido en la potencia reactiva queda restringido a las limitaciones de la potencia reactiva del generador, nos ceñimos a la siguiente restricción en forma de desigualdad:

$$Q^- \leq Q^{Obs} + \Delta Q \leq Q^+ \quad (14)$$

Las cotas superior e inferior de la ecuación (14) también se pueden fijar a un límite impuesto por el operador del sistema si se requiere un intervalo de factor de potencia o PQ. En caso de que el cambio de la potencia reactiva infrinja las cotas Q^- y Q^+ , el cambio de la potencia reactiva se ajusta para llevar la salida de potencia reactiva lograda a esas cotas. Esta instrucción de control se emite hacia el sistema de control de generadores existente etapa 6.

Debe apreciarse también que cuando a un generador le preocupen las condiciones en más de una rama de la red, pueden repetirse las etapas 3-5 de la figura 4 sobre la base de cada vector x (usado en la ecuación (8)) para proporcionar soluciones alternativas para el cambio requerido en la potencia reactiva ΔQ . Puede elegirse el cambio permitido calculado más grande en la potencia reactiva.

En caso de que el generador estuviese funcionando en su límite de potencia reactiva o límite de tensión y las condiciones de funcionamiento sugieran que la rama (o ramas) asignada(s) están infringiendo su límite térmico, podría proporcionarse una instrucción para reducir la generación de potencia activa en la cantidad requerida. Sería, entonces, útil, formular las sensibilidades de la potencia activa a la tensión con respecto al conjunto de mediciones locales.

En el ajuste de la potencia reactiva del generador en la cantidad requerida ΔQ , se repite entonces el procedimiento de la etapa 2 – etapa 5 y el mismo se puede seguir de manera indefinida.

En la figura 6, se proporciona un resumen del procedimiento para obtener la señal de control ΔQ a partir de estas entradas locales V, P y Q. Así, en la etapa 60, se usa la ecuación (8) para calcular una tensión óptima $V_{Consigna}^{Antigua}$.

En la etapa 62, se usa la ecuación (9) para calcular la tensión esperada en un nodo generador con demanda mínima V^{MinD} . En la etapa 64, estos valores se combinan con la tensión observada en el nodo $V = V^{Obs}$ y se comprueban con respecto a cotas del sistema para producir un cambio de tensión requerido ΔV_{Nuevo} según se ilustra en la figura 5. Aparte y o bien en paralelo o bien secuencialmente, se usa la ecuación (10) para determinar la sensibilidad a la tensión $\frac{\partial Q}{\partial V}$ en el nodo. En la etapa 68, estos valores se combinan y se comprueban con respecto a cotas del sistema para proporcionar un cambio requerido en la potencia reactiva ΔQ , y este es comunicado por el controlador al generador.

Haciendo referencia nuevamente a la figura 3, la orden de cambiar la potencia reactiva tiene el efecto de desplazar nominalmente un punto de funcionamiento de un generador a lo largo de la curva de potencia activa constante y, tal como se apreciará, esto puede proporcionar una solución que permite que un generador se ciña a restricciones térmicas sin reducir necesariamente su generación de potencia activa. Por tanto, por ejemplo, el procedimiento podría ayudar a encontrar el punto de funcionamiento T, más que a desplazar el punto de funcionamiento en la dirección de la flecha C.

El documento WO2015/193199 divulga el uso de mediciones locales (P,V,Q) en el punto de conexión de un generador (A,B,C,D) con una red para deducir condiciones remotas del sistema (Q_{ij}) y calcular un modo de funcionamiento óptimo con el fin de maximizar la exportación de energía y reducir las pérdidas energéticas en una sección remota de la red. Esto garantiza que nos ceñamos el límite de tensión local (V^+) en el punto de conexión del generador al tiempo que se minimiza simultáneamente el flujo de corriente de la red conectada sin requerir ninguna forma de comunicación entre generadores. Fluirá menos corriente, lo cual, en última instancia, reduce las pérdidas de energía en ramas de la red al tiempo que se maximiza realmente la potencia activa generada por proveedores. Esto garantiza la presencia del flujo mínimo de potencia reactiva en las ramas circundantes que

conectan un nodo generador a la red y utiliza en su totalidad la potencia reactiva de un generador para dar acomodo al efecto de elevación de tensión por la generación de potencia activa.

5 No obstante, tal como se ha indicado anteriormente, las condiciones de funcionamiento pueden seguir siendo tales que solo el ajuste de la potencia reactiva puede no ser suficiente para permitir que un generador se ciña a las restricciones térmicas y, por tanto, puede que se requiera cierta reducción en la generación de potencia activa.

10 Mientras que el documento WO2015/193199 buscaba minimizar el flujo de potencia reactiva en una rama remota, una de las formas de realización de la presente invención descrita de forma más detallada posteriormente maximiza el flujo de potencia activa en una rama remota del sistema de distribución y, como resultado colateral, se minimiza el flujo de potencia reactivo.

15 De manera similar a la metodología divulgada en el documento WO2015/193199, el mantenimiento del límite térmico remoto y el límite de tensión local se debería realizar en primer lugar acudiendo a la potencia reactiva del generador. La reducción de la potencia activa debería ser el último recurso de un controlador.

En referencia a la figura 7 en donde las celdas designadas con X identifican los escenarios en los que es necesario en cierto grado una reducción de potencia activa:

20 Escenario 1: Un generador en su límite de potencia reactiva (inductiva), se infringe el límite de tensión y se produce un flujo en exceso en la rama remota.

25 Escenario 2: Se ha estimado un generador con infracción de límite de tensión y flujo en exceso en una rama remota, recurso de potencia reactiva disponible para aliviar potencialmente los dos.

Escenario 3: Un generador en su límite de potencia reactiva (inductiva) y se infringe el límite de tensión, no se estima ninguna infracción de flujo de potencia compleja, es necesario reducir potencia activa.

30 Escenario 4: Un generador en un límite de tensión superior, no se estima ninguna infracción de restricción de flujo, potencia reactiva disponible para aliviar potencialmente la restricción de tensión.

Escenario 5: Un generador en su límite de potencia reactiva (inductiva) y se estima que se ha alcanzado la potencia compleja nominal de una rama; es necesario una reducción de la potencia activa.

35 Escenario 6: Una rama remota ha alcanzado su potencia compleja nominal a pesar de no producirse ninguna infracción de límite de tensión y no se cumplen los límites de potencia reactiva. Es necesaria una reducción de potencia activa.

40 Escenario 7: Un generador en su límite de potencia reactiva (inductiva), no hay en juego ninguna infracción de restricciones.

Escenario 8: Ninguna infracción de restricción detectada y recurso de potencia reactiva disponible.

45 El hecho de no conseguir mitigar las infracciones en el Escenario 2 o 4 usando los recursos de potencia reactiva puede conducir a la reducción de la potencia activa. En el Escenario 7 con un incremento adicional de la generación de potencia activa, podría infringirse el límite de tensión local o el límite de flujo complejo. Únicamente debería considerarse la reducción de potencia activa en el Escenario 1, 3, 5 o 6.

50 La presente forma de realización identifica cuál de los escenarios anteriores se solucionará de manera que puedan satisfacerse todas las condiciones de restricciones.

En la presente forma de realización, se requiere una formulación adicional con respecto al planteamiento del documento WO2015/193199; esta es una formulación para el flujo de potencia activa (P_{ij}) en una rama remota, modelada según la ecuación (15) de abajo en función de los valores P y V y los coeficientes $w_1...w_6$:

55
$$P_{ij} = w_1 + w_2 V^2 + w_3 P^2 + w_4 V + w_5 P + w_6 VP \quad (15)$$

60 Los coeficientes $w_1...w_6$ para P_{ij} se pueden calcular de la misma manera que los coeficientes x e y para Q_{ij} y V^{Mind} , respectivamente, del documento WO2015/193199, con una demanda mínima del sistema. Las ecuaciones correspondientes a Q_{ij} y V^{Mind} adoptan la forma descrita en el documento WO2015/193199.

De nuevo, pueden usarse otros órdenes de ecuaciones para P_{ij} , Q_{ij} y V^{Mind} y, con el fin de ampliar esta técnica, también podría seleccionarse un número mayor de variables independientes, por ejemplo, valores medidos para generadores adyacentes. Asimismo, no es necesario que las expresiones sean funciones de valor continuo y las

mismas posiblemente podrían ser no lineales.

De este modo, la metodología del documento WO2015/193199 en la formulación de una estimación del flujo de corriente y del flujo de potencia reactiva se adapta para determinar la relación entre el parámetro estimado nuevo, flujo de potencia activa, en la medida en la que está en relación con las inyecciones de potencia activa local de un generador y la medición de tensión de nodos locales en el generador con una demanda mínima del sistema.

Igual que anteriormente, para obtener estimaciones tolerables, es decir, una suma del cuadrado de residuos y una raíz del error cuadrático medio de prácticamente cero, una ecuación de segundo orden de dos variables se ajusta a datos adquiridos con una demanda mínima del sistema.

Se usan la nueva estimación del flujo de potencia activa en una rama remota, P_{ij} , junto con la estimación del flujo de potencia reactiva de la rama remota, Q_{ij} , para estimar el flujo de potencia compleja a través de la rama, S_{ij} , usando la ecuación del flujo de potencia compleja (16):

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (16)$$

En referencia a la figura 8, en la presente forma de realización, se encuentra un punto de consigna de tensión óptimo derivando la formulación del flujo de potencia activa, P_{ij} , con respecto a la tensión y fijando a esta ecuación a cero. Esto da una estimación del punto en el que la formulación para la pendiente de la ecuación es cero, obteniendo el punto de consigna de tensión óptimo para maximizar el flujo de potencia activa. Este punto de consigna, en la maximización de la salida de potencia activa de la rama remota dará como resultado inherentemente la minimización de la potencia reactiva a lo largo de la rama en cuestión.

En primer lugar, se supone que el punto de consigna de la potencia activa se fije inicialmente. Esto permite derivar P_{ij} en la ecuación (15) de modo que puede determinarse una tensión óptima para el nodo tal como en la ecuación (17):

$$V_{Consigna}^{Antigua} = \frac{-w_4 - w_6 P}{2w_2} \quad (17)$$

Como en la figura 5 del documento WO2015/193199, se comprueba la formulación de la tensión con demanda mínima, V^{MinD} , para ajustar el punto de consigna de tensión óptimo $V_{Consigna}^{Antigua}$ y tener en cuenta la presencia de demanda en la rama remota con el fin de proporcionar $V_{Consigna}^{Nueva}$.

En esta fase, se valora el punto de consigna de tensión óptimo $V_{Consigna}^{Nueva}$ en relación con si el mismo se sitúa o no dentro del intervalo permisible de las cotas de restricción de la tensión local. En caso negativo, el planteamiento prosigue con el límite de tensión superior V^+ como punto de consigna de tensión objetivo en lugar de $V_{Consigna}^{Nueva}$, sabiendo que esto provocará un flujo de potencia reactiva en la rama remota y provocará, también, un aumento de la pérdida de potencia activa.

Cuando se produce una infracción de restricciones de tensión, se obtendrá una solución subóptima para el flujo posible máximo a lo largo de la rama remota. La restricción de tensión requiere el uso de recursos de potencia reactiva local para gestionar la tensión en el límite superior V^+ , (Escenarios 1-4).

En cualquier caso, se estima el flujo de potencia compleja remota para este punto de consigna de tensión ($V_{Consigna}^{Nueva}$) o V^+ y para el punto de consigna de potencia activa actual P , tal como en la ecuación (18) con el fin de determinar si podría infringirse una restricción de potencia compleja S_{ij}^+ para la rama:

$$\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \leq S_{ij}^+ \quad (18)$$

Esta comprobación puede adoptar una de entre dos maneras, o hay una infracción de restricción de flujo complejo o no la hay. En los escenarios 1-4, si en esta fase se produce una infracción de una restricción, esto significa que el flujo de potencia reactiva necesario para soportar la restricción de tensión local ha provocado la infracción de límite superior. Este flujo de potencia reactiva es necesario y, por ello, cuando se produce una infracción de una restricción (escenarios 1 y 2), es necesario reducir el flujo de potencia activa con un cambio (ΔP). O, más bien, la combinación de potencia activa y potencia reactiva del generador debería gestionar simultáneamente tanto el flujo de potencia compleja como la restricción de tensión, pero es necesario dar prioridad a la potencia activa. Sigue existiendo la solución subóptima en el límite de tensión superior, y la cota de potencia compleja superior es un parámetro conocido V^+ , lo cual significa, en la formulación (18), que la única incógnita es la generación de potencia

activa que satisfará a esta condición. La expansión de la ecuación (18), desarrollando los cuadrados de ambos lados, la fijación de la ecuación de manera que iguale el límite de potencia compleja conocido S_{ij}^+ , y la expansión adicional del cuadrado de las dos formulaciones cuadráticas de potencia activa, P_{ij} , y del flujo de potencia reactiva, Q_{ij} , proporciona la expresión de cuarto grado (19):

$$(w_3)^2 P^4 + 2w_3(w_5 + w_6 V) P^3 + (2w_3(w_1 + w_2 V^2 + w_4 V) + (w_5 + w_6 V)) P^2 + 2(w_5 + w_6 V) P + (w_1 + w_2 V^2 + w_4 V)^2 + (x_3)^2 P^4 + 2x_3(x_5 + x_6 V) P^3 + (2x_3(x_1 + x_2 V^2 + x_4 V) + (x_5 + x_6 V)) P^2 + 2(x_5 + x_6 V) P + (x_1 + x_2 V^2 + x_4 V)^2 = (S_{ij}^+)^2 \quad (19)$$

La combinación de los coeficientes proporciona una expresión simplificada para P , la fijación de la generación de potencia activa requerida (20).

$$c_1 P^4 + c_2 P^3 + c_3 P^2 + c_4 P + c_5 = 0 \quad (20)$$

La resolución de las raíces de esta ecuación proporciona tres respuestas imposibles (potencia negativa o expresiones complejas) y una respuesta alcanzable/posible para la fijación de la potencia activa requerida para el nodo.

Para determinar las raíces de (20), puede usarse la técnica de Lodovico Ferrari (20.1 – 20. 7), sabiendo que la solución posible a este problema se encuentra con (20.1):

$$P = -\frac{c_2}{4c_1} - \frac{h_1}{2} + \frac{\sqrt{h_2 - h_3}}{2} \quad (20.1)$$

$$h_1 = \sqrt{\frac{(c_2)^2}{4(c_1)^2} - \frac{2c_3}{3c_1} + h_4} \quad (20.2)$$

$$h_2 = \frac{(c_2)^2}{2(c_1)^2} - \frac{2c_3}{3c_1} - h_4 \quad (20.3)$$

$$h_3 = \frac{-\frac{(c_2)^3}{(c_1)^3} + \frac{2c_2 c_3}{(c_1)^2} - \frac{8c_4}{c_1}}{4h_4} \quad (20.4)$$

$$h_4 = \frac{(c_3)^2 - 3c_2 c_4 + 12c_1 c_5}{3c_1 (\frac{h_5}{2})^{\frac{1}{3}}} - \frac{(\frac{h_5}{2})^{\frac{1}{3}}}{3c_1} \quad (20.5)$$

$$h_5 = h_6 + \sqrt{-4((c_3)^2 - 3c_2 c_4 + 12c_1 c_5)^3 + (h_6)^2} \quad (20.6)$$

$$h_6 = 2(c_3)^3 - 9c_2 c_3 c_4 + 27c_1 (c_4)^2 + 27(c_2)^2 c_5 - 72c_1 c_3 c_5 \quad (20.7)$$

El siguiente cálculo determina el valor nuevo para Q , la fijación de la potencia reactiva requerida del generador que, junto con el valor nuevo para P , dará como resultado el punto de consigna de tensión, en este caso $V_{Consigna}^{Nueva} = V^+$, en el nodo de generación. Para este cálculo, se usan los coeficientes $y_1 \dots y_6$ y la formulación para la tensión local (V^{Mind}) en función de la potencia activa y la potencia reactiva. Esto da como resultado una expresión cuadrática en Q , con un valor conocido de la potencia activa (P) y el punto de consigna de tensión objetivo ($V_{Consigna}^{Nueva}$) (21):

$$y_2 Q^2 + Q(y_4 + y_6 P) + y_5 P + y_1 + y_3 P^2 = V_{Consigna}^{Nueva} \quad (21)$$

La resolución de las raíces de esta ecuación proporciona el punto de consigna de potencia reactiva nuevo requerido, Q , para el generador.

Si, después de valorar que se produciría una restricción de tensión y al comprobar la ecuación (18) no hay ninguna infracción de restricción en el flujo remoto (Escenario 3 – 4), entonces el procedimiento salta directamente a (21) donde se determina un cambio de valor para la potencia reactiva ΔQ .

En caso de que no se produjese ninguna infracción de restricción de tensión después de determinar la tensión óptima $V_{Consigna}^{Nueva}$ (Escenarios 5 – 8), el procedimiento comprueba nuevamente si hay una infracción de restricción de flujo complejo. Suponiendo que no se produce ninguna infracción de flujo complejo (Escenarios 7 – 8), entonces

No obstante, en caso de que, sin ninguna infracción de restricción de tensión (Escenarios 5 – 6), no se pueda satisfacer la condición de (18), entonces se requiere una reducción de la potencia activa por ΔP . Obsérvese que el punto de consigna de tensión $V_{Consigna}^{Antigua}$ obtenido a partir de las ecuaciones (15, 17) es solamente óptimo para el caso en el que se supone que la generación de potencia activa es fija y la misma no provoca una infracción en el flujo de potencia complejo remoto. Cuando esto no es así, la ecuación (15) tiene en este momento dos variables desconocidas P y V , por lo tanto, no puede usarse de manera aislada para determinar los dos puntos de consigna óptimos. Se requiere otra ecuación para condicionar el problema por dos ecuaciones y dos incógnitas. Dado que la única restricción es el flujo de potencia compleja a lo largo de una rama remota, la solución garantiza que, en esta rama, solamente está fluyendo potencia activa. Por lo tanto, el límite de flujo complejo (S_{ij}^+) se puede igualar al flujo de potencia activa (P_{ij}) de acuerdo con la ecuación (22). Además, la potencia reactiva en esta rama, como siempre, debería ser idealmente cero para maximizar la exportación de potencia activa de acuerdo con la ecuación (23):

$$P_{ij} \rightarrow w_1 + w_2 V^2 + w_3 P^2 + w_4 V + w_5 P + w_6 VP = S_{ij}^+ \quad (22)$$

$$Q_{ij} \rightarrow x_1 + x_2 V^2 + x_3 P^2 + x_4 V + x_5 P + x_6 VP = 0 \quad (23)$$

Esto proporciona las dos condiciones (22, 23) requeridas para satisfacer la restricción de flujo complejo. Estas estimaciones para el flujo de potencia activa y de potencia reactiva se pueden simplificar como ecuaciones de primer orden, de acuerdo con las ecuaciones (24) y (25). Esto requiere la repetición del procedimiento de la figura 2 para relacionar una ecuación de primer orden con dos variables independientes con el flujo de potencia activa y potencia reactiva en una línea remota.

$$P_{ij} \rightarrow e_1 + e_2 V + e_3 P = S_{ij}^+ \quad (24)$$

$$Q_{ij} \rightarrow f_1 + f_2 V + f_3 P = 0 \quad (25)$$

La resolución de la tensión y la potencia activa en este conjunto de ecuaciones proporciona la cantidad de reducción de tensión (ΔV) necesaria para satisfacer la restricción de flujo en la rama remota. A continuación, podemos usar el punto de consigna de tensión reducido como parámetro conocido en las ecuaciones (19, 20) con el fin de determinar una reducción en la potencia activa (ΔP) y, a continuación, con estos valores nuevos para la tensión y la potencia activa, determinar una fijación nueva para la potencia reactiva usando la ecuación (21). Al hacer esto, se encuentra la potencia reactiva óptima y el punto de consigna de tensión con una reducción mínima sobre la generación de potencia activa.

Nuevamente, en la figura 8, las leyendas indicadas con S. 1-8 relacionan las regiones del diagrama de flujo de nuevo con los escenarios identificados en la figura 7 y antes descritos. En la presente forma de realización, se calcula una tensión objetivo $V_{Consigna}^{Nueva}$ para la maximización del flujo de potencia activa. Se comprueba que la tensión objetivo está dentro de cotas tolerables y que la estimación resultante para el flujo de potencia compleja S_{ij} está dentro de cotas tolerables. En algunos escenarios, puede requerirse una reducción de la potencia activa ΔP para obtener esta tensión óptima. Finalmente, se usa un planteamiento alternativo con respecto a la primera forma de realización para calcular un cambio requerido en la potencia reactiva ΔQ .

Cuando se funciona dentro del límite térmico de la rama objetivo, el documento WO2015/193199 y la presente forma de realización producen los mismos resultados. El documento WO2015/193199 minimiza el contenido de potencia reactiva en una rama objetivo, mientras que la presente forma de realización maximiza el contenido de potencia activa en una rama objetivo lo cual da como resultado un flujo mínimo de potencia reactiva. No obstante, la formulación del flujo de potencia activa da origen a la estimación del flujo de potencia compleja, usando las estimaciones correspondientes al flujo de potencia activa y al flujo de potencia reactiva. Todas las ramas tienen un límite de potencia compleja conocido, con lo que la presente forma de realización identifica si se infringe ese límite superior y calcula los cambios de la potencia reactiva, así como de la potencia activa requeridos para evitar dicha infracción.

La estimación correspondiente al flujo de corriente en una rama remota en el documento WO2015/193199 es imprecisa, dando típicamente un error de aproximadamente el 5%. Por contraposición, esta nueva estimación para

el flujo de potencia compleja utilizada en la presente forma de realización, siendo conservadores, da un error de aproximadamente el 0.05%.

- 5 El controlador se puede implementar en *software*, por ejemplo, en un dispositivo de controlador de lógica programable (PLC) con capacidad computacional limitada, que se instala en una subestación generadora y se intercomunica con un sistema de control existente de generadores. Antes del funcionamiento, se establece/n la/s sección/es remota/es de la red que se va/n a asignar al generador, y el controlador se programa con vectores x , y y w de las ecuaciones (15), (17), (19) y (21)-(23) para la presente forma de realización. El conjunto de medición de entrada se obtiene a partir de transformadores de medida locales, que están fácilmente disponibles en la subestación generadora. Una vez que están en funcionamiento, el controlador emite un punto de consigna de potencia reactiva actualizado y, posiblemente en la presente forma de realización, un punto de consigna de potencia activa para el generador a intervalos dados. Evidentemente, es posible que el controlador actualice con una frecuencia mayor o menor o a intervalos irregulares.
- 10
- 15 En el documento WO2015/193199, en caso de que se produzca un cambio en la topología de la red, y/o se añada a la red o se retire de la misma un generador o carga, es necesario remodelar la red, es decir, es necesario repetir la figura 2 o etapa 1 de la figura 4, y actualizar de manera correspondiente el *software* del controlador para tener en cuenta las nuevas características de la red. En formas de realización de la presente invención, el controlador se podría disponer para captar un cambio de la topología y reaccionar en consecuencia.
- 20 La ventaja del funcionamiento de los generadores distribuidos según la manera antes descrita es la garantía de que la potencia activa generada se añade de la forma más eficiente posible a la red circundante. Típicamente, esto se refleja en una mejora en las pérdidas del sistema durante el transcurso del funcionamiento del procedimiento.
- 25 Esta invención es aplicable a cualquier generador, especialmente un generador de energía renovable que tenga la capacidad de controlar la inyección y absorción de potencia reactiva. Formas de realización de la invención se pueden aplicar a regiones de un sistema de transmisión con altas sensibilidades de la potencia reactiva a la tensión y altas sensibilidades de la potencia reactiva al ángulo de la tensión.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para controlar la distribución de energía a través de una red eléctrica que comprende las etapas siguientes:

a) modelar la red para:

relacionar el flujo de potencia activa y reactiva (P_{ij}, Q_{ij}) respectivamente en por lo menos una rama designada que conecta un par de nodos (ij) de la red con una combinación de tensión medida (V) y potencia activa (P) que está siendo inyectada en un nodo i de la red al cual está conectado un dispositivo que inyecta y absorbe potencia reactiva;

relacionar una tensión esperada (V^{MinD}) en el nodo i a un nivel dado de demanda de la red con una combinación de potencia activa (Q) y reactiva (P) que está siendo inyectada por dicho dispositivo en dicho nodo i ;

b) medir la tensión (V), y la potencia reactiva (Q) y la potencia activa (P) inyectadas en el nodo i ;

c) calcular una tensión de consigna deseada ($V_{Consigna}^{Antigua}$) en dicho nodo i que maximiza el flujo de potencia activa (P) en dicha rama designada para una tensión medida dada y una potencia activa inyectada en el nodo i ;

d) calcular dicha tensión esperada (V^{MinD}) sobre la base de dicha potencia reactiva (Q) y activa (P) inyectada;

e) calcular una tensión de consigna deseada ($V_{Consigna}^{Nueva}$) ajustada sobre la base de dicha tensión esperada;

f) determinar un ajuste requerido de dicho punto de consigna de tensión (ΔV) del dispositivo sobre la base de una diferencia entre dicha tensión de consigna deseada ajustada y dicha tensión medida;

g) comprobar una restricción de potencia compleja (S_{ij}^+) para dicha rama designada en función de dicha potencia inyectada (P) y dicha tensión de consigna deseada ajustada (ΔV) para determinar un posible cambio requerido en dicha fijación de la potencia activa (ΔP) del dispositivo;

h) calcular un cambio requerido (ΔQ) en dicha fijación de la potencia reactiva del dispositivo en función de dicha tensión de consigna deseada ajustada y dicha fijación de la potencia activa del dispositivo; y

i) comunicar dicho cambio requerido a dicho dispositivo en dicha fijación de la potencia activa o dicha fijación de la potencia reactiva.

2. Procedimiento según la reivindicación 1, que comprende: antes de la comprobación de dicha restricción de potencia compleja, comprobar si dicha tensión de consigna ($V_{Consigna}^{Nueva}$) deseada ajustada infringe una restricción de tensión superior (V^*) para dicho nodo y limitar en consecuencia el ajuste de dicha tensión de consigna deseada.

3. Procedimiento según la reivindicación 2, en el que la determinación de dicha fijación de potencia activa (P) del dispositivo se realiza según la fórmula:

$$(w_3)^2 P^4 + 2w_3(w_5 + w_6 V) P^3 + (2w_3(w_1 + w_2 V^2 + w_4 V) + (w_5 + w_6 V)) P^2 + 2(w_5 + w_6 V) P + (w_1 + w_2 V^2 + w_4 V)^2 + (x_3)^2 P^4 + 2x_3(x_5 + x_6 V) P^3 + (2x_3(x_1 + x_2 V^2 + x_4 V) + (x_5 + x_6 V)) P^2 + 2(x_5 + x_6 V) P + (x_1 + x_2 V^2 + x_4 V)^2 = (S_{ij}^+)^2$$

en el que V es dicha tensión de consigna deseada ajustada, y $w_1...w_6$ y $x_1...x_6$ son unos conjuntos de coeficientes que relacionan el flujo de potencia activa y reactiva (P_{ij}, Q_{ij}) respectivamente en dicha por lo menos una rama designada con una combinación de tensión (V) y potencia activa (P) que se está siendo inyectada en un nodo i .

4. Procedimiento según la reivindicación 3, en el que la determinación de dicha fijación de la potencia reactiva (Q) del dispositivo se realiza según la fórmula:

$$y_2 Q^2 + Q(y_4 + y_6 P) + y_5 P + y_1 + y_3 P^2 = V_{Consigna}^{Nueva}$$

en la que $y_1...y_6$ son un conjunto de coeficientes que relacionan la tensión esperada (V^{MinD}) en el nodo i a un nivel dado de demanda de la red con una combinación de potencia activa (Q) y reactiva (P) que está siendo inyectada

por dicho dispositivo en dicho nodo i .

5. Procedimiento según la reivindicación 2, que comprende: como respuesta a que dicha tensión de consigna ($V_{Consigna}^{Nueva}$) deseada ajustada no infrinja una restricción de tensión superior (V^+) para dicho nodo pero dicha tensión de consigna ($V_{Consigna}^{Nueva}$) deseada ajustada y dicha fijación de potencia inyectada (P) infrinjan dicha restricción de potencia compleja (S_{ij}^+) para dicha rama designada:
 - reducir dicha tensión de consigna determinando una fijación de tensión (ΔV) en el que el flujo de potencia activa (P_{ij}) en dicha rama designada está fijado al límite de flujo complejo (S_{ij}^+) y sobre la base de que ninguna potencia reactiva (Q_{ij}) fluya en dicha rama designada;
 - calcular una reducción de dicha fijación de potencia activa (ΔP) sobre la base de dicha tensión de consigna reducida; y
 - calcular una fijación de potencia reactiva ΔQ sobre la base de dicha tensión de consigna reducida y dicha fijación de potencia activa reducida.
6. Controlador conectado funcionalmente a por lo menos un dispositivo que inyecta y absorbe la potencia reactiva en una red de distribución de electricidad, estando el controlador configurado para llevar a cabo las etapas de la reivindicación 1.
7. Producto de programa de ordenador que comprende un soporte legible por ordenador en el que están almacenadas unas instrucciones ejecutables por ordenador y que, cuando se ejecutan en un controlador en una red de distribución de electricidad, están dispuestas para llevar a cabo las etapas de la reivindicación 1.

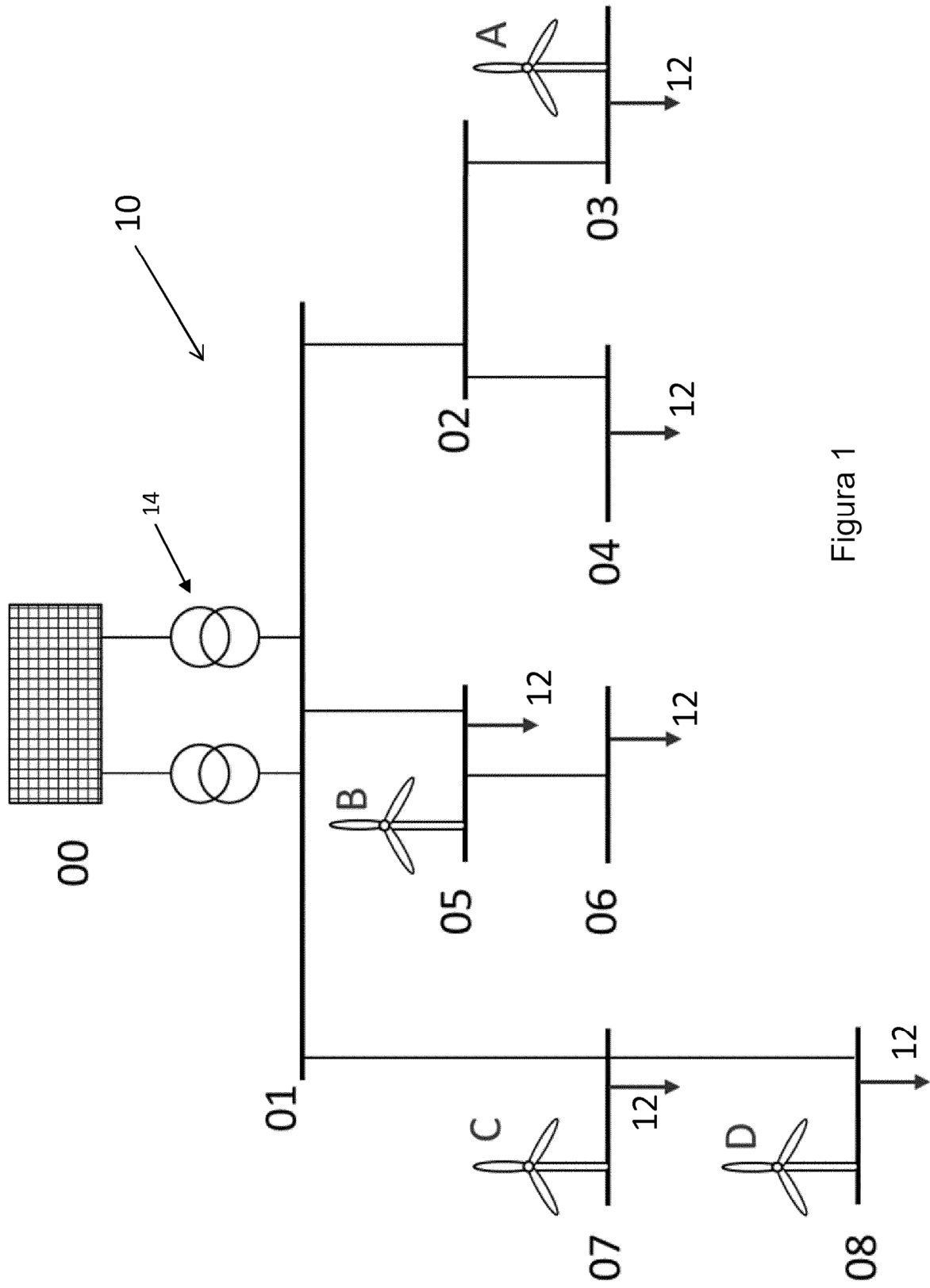


Figura 1

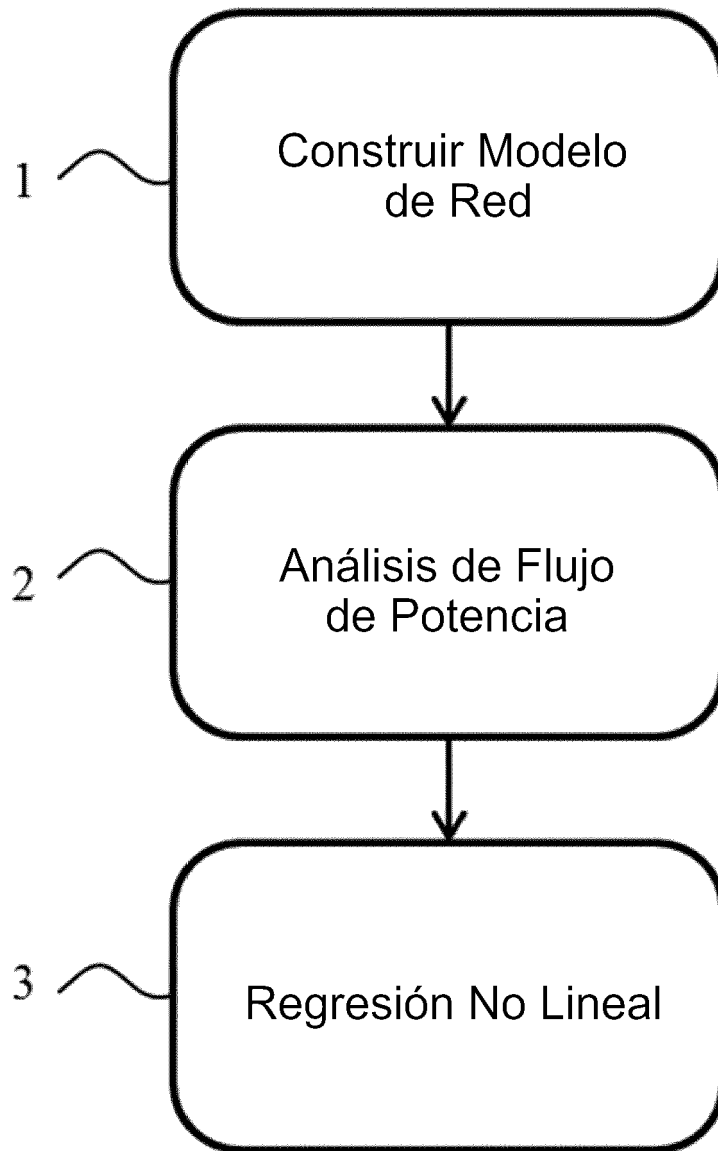


Figura 2

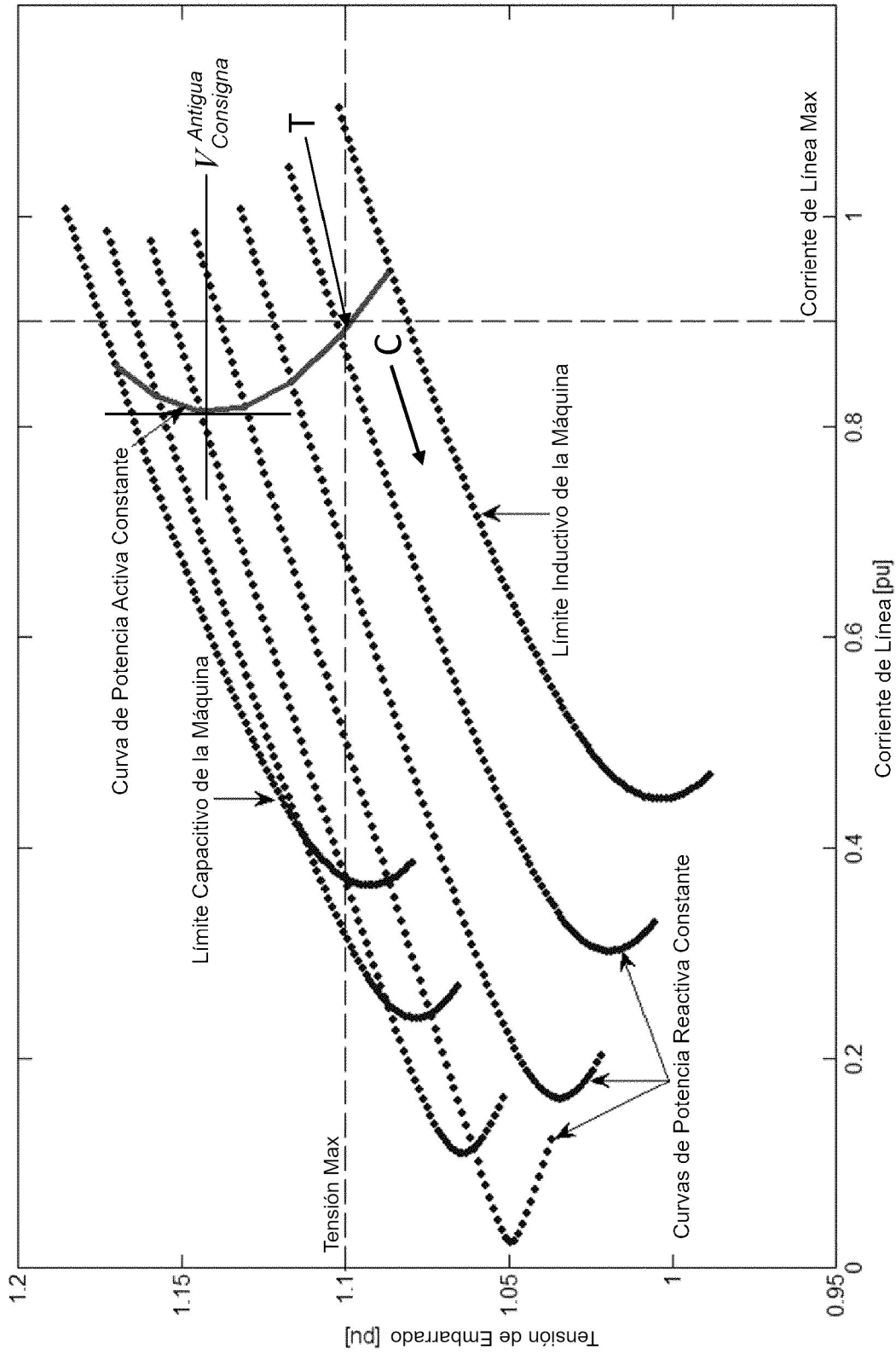


Figura 3

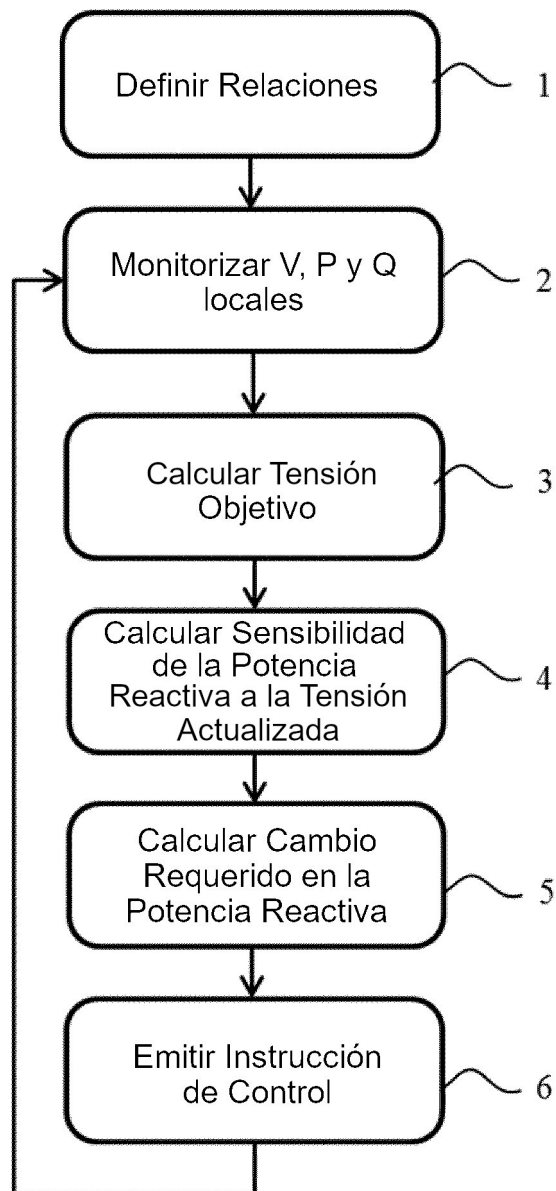


Figura 4

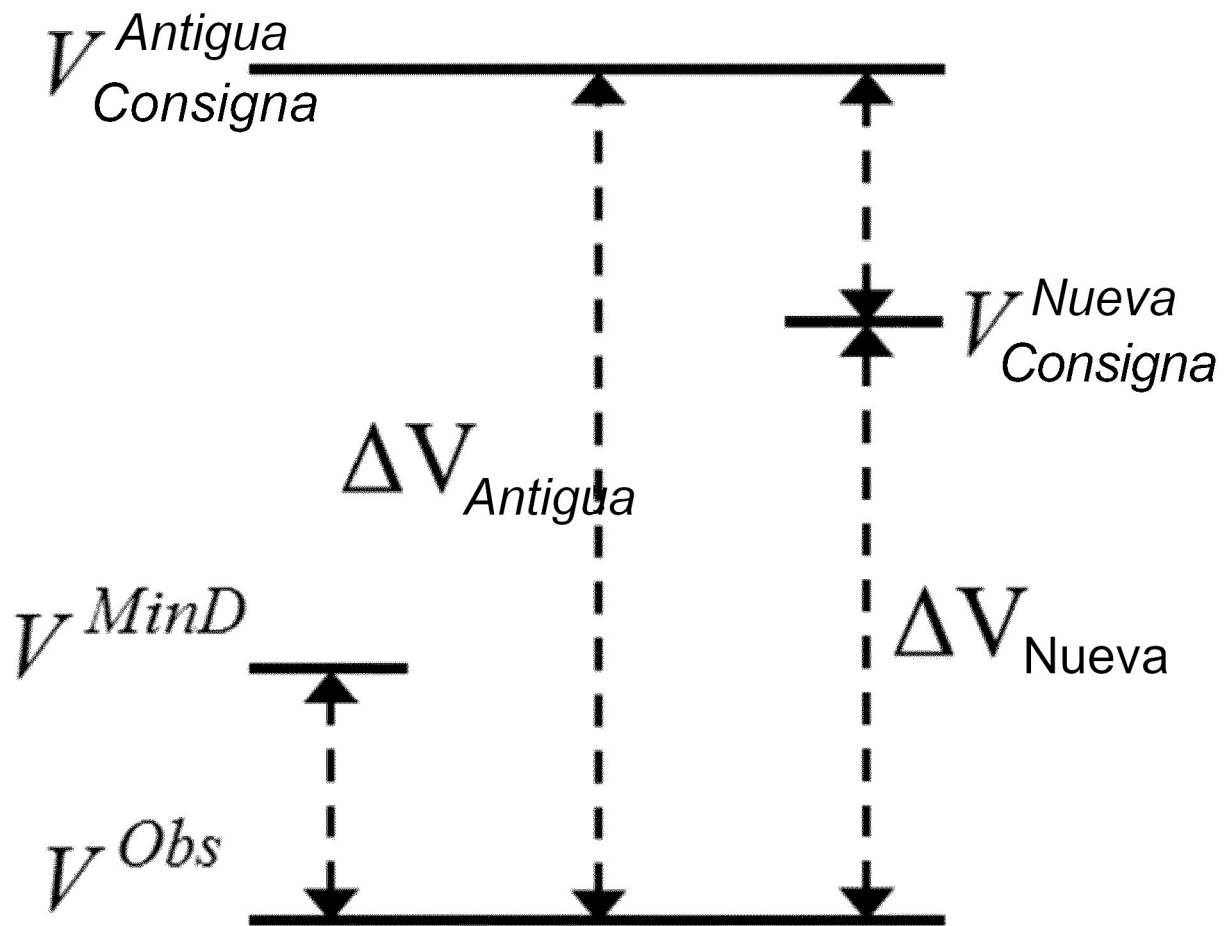


Figura 5

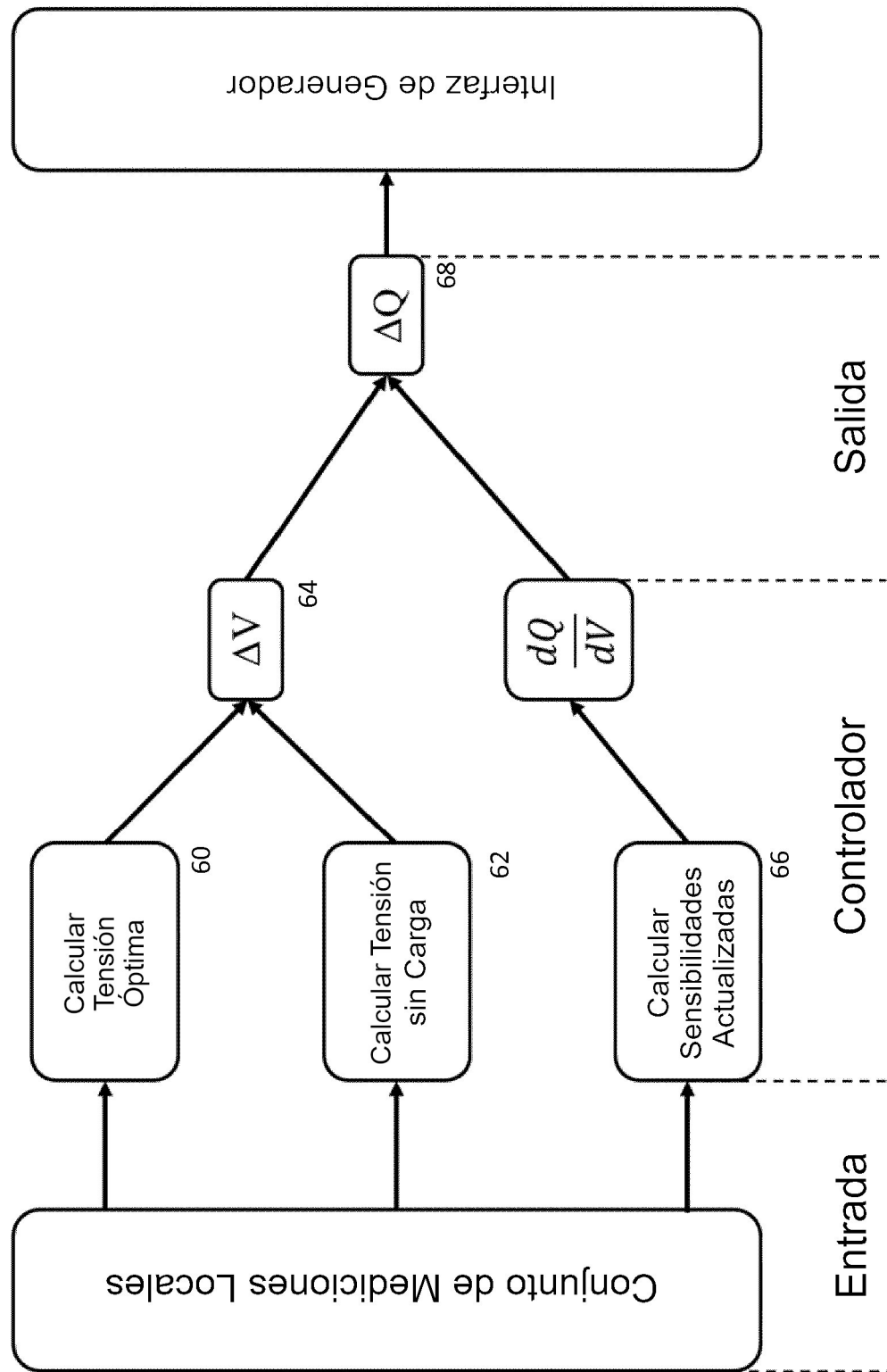


Figura 6

Escenario	1	2	3	4	5	6	7	8
Tensión nodal	X	X	X	X	-	-	-	-
Estimación de flujo de potencia	X	X	-	-	X	X	-	-
Potencia reactiva	X	-	X	-	X	-	X	-
ΔP	X	-	X	-	X	X	-	-

Figura 7

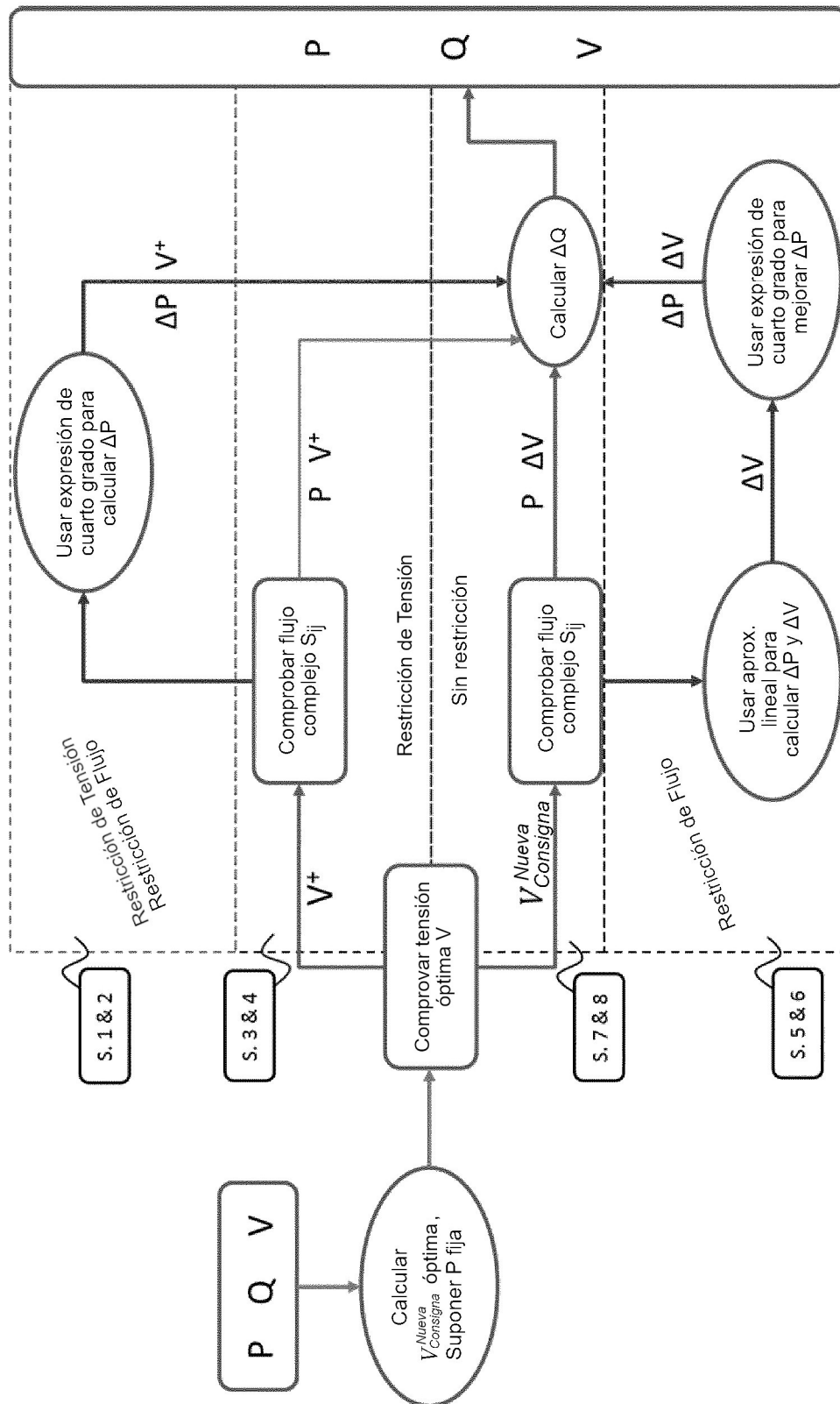


Figura 8