

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 950 896**

21 Número de solicitud: 202230196

51 Int. Cl.:

H02J 3/18 (2006.01)

H01F 29/04 (2006.01)

H01H 9/00 (2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A1

22 Fecha de presentación:

10.03.2022

43 Fecha de publicación de la solicitud:

16.10.2023

71 Solicitantes:

**ORMAZABAL CORPORATE TECHNOLOGY, A.I.E.
(100.0%)**

**Parque Empresarial Boroa, Parcela 3A
48340 AMOREBIETA-ETXANO (Bizkaia) ES**

72 Inventor/es:

**GARCÍA RIBOTE, Iker;
ULASENKA, Alena;
MULROY, Patrick y
DEL RÍO ETAYO, Luis**

74 Agente/Representante:

GONZÁLEZ PECES, Gustavo Adolfo

54 Título: **Método de determinación de la consigna óptima y de la política de control de un regulador automático de tensión para transformadores con cambiador de tomas eléctricas en carga**

57 Resumen:

Método de determinación de la consigna óptima y de la política de control de un regulador automático de tensión para transformadores con cambiador de tomas eléctricas en carga.

El método de la invención determina de forma dinámica la consigna de tensión óptima para el cambiador de tomas eléctricas en carga (4) y los correspondientes parámetros del regulador automático de tensión (3) para que estén en correspondencia entre sí, y comprende, de forma general, los pasos siguientes:

- Obtención (5) de al menos una variable y/o al menos un parámetro de una red eléctrica (6) que comprende un lado de alta tensión (7) y un lado de baja tensión (8),
- Generación (11) de un modelo de red eléctrica (6) y lanzamiento (12) de un flujo de cargas o estimación de estado,
- Cálculo o estimación (13) de caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica (6),
- Determinación (14) de la consigna de tensión óptima, y
- Fijación (10) de la política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga (4).

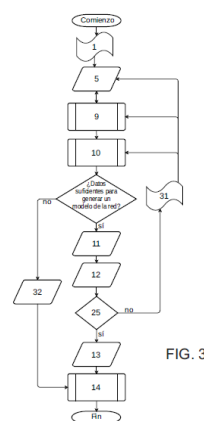


FIG. 3

ES 2 950 896 A1

DESCRIPCIÓN

Método de determinación de la consigna óptima y de la política de control de un regulador automático de tensión para transformadores con cambiador de tomas eléctricas en carga

5

OBJETO DE LA INVENCION

El método de determinación de consigna óptima y política de control de un regulador automático de tensión, en concreto para transformadores con cambiador de tomas eléctricas en carga instalados en centros de transformación eléctrica de alta tensión, tiene como objetivo determinar de forma dinámica la consigna de tensión óptima para el cambiador de tomas eléctricas en carga y los correspondientes parámetros del regulador automático de tensión para que estén en correspondencia entre sí.

10

15 El método de la presente invención es capaz de dar un resultado adaptándose a los datos disponibles, siendo la precisión del resultado mayor cuantos más datos haya.

En la presente solicitud, la expresión "alta tensión" significa una tensión superior a 1000 voltios, mientras que "baja tensión" significa una tensión inferior a 1000 voltios.

20 ANTECEDENTES DE LA INVENCION

El mantenimiento de la tensión de salida de los equipos eléctricos de alta tensión, como por ejemplo los transformadores, dentro de los márgenes permitidos o deseados en función de las circunstancias de carga se viene realizando tradicionalmente mediante el cambio de la relación de transformación de dichos equipos eléctricos, de manera que la relación entre las tensiones del devanado primario y del secundario de dicho equipo eléctrico cambie consecuentemente.

25

Para ello, se dota a los equipos eléctricos de alta tensión de un dispositivo denominado cambiador de tomas eléctricas, el cual puede consistir en un cambiador de tomas sin carga o en carga, es decir, el cambio de tomas eléctricas se puede llevar a cabo con el equipo eléctrico des-energizado (regulación de la tensión interrumpiendo la corriente de carga) o energizado (regulación de la tensión sin interrumpir la corriente de carga). El cambiador de tomas eléctricas aumenta o reduce el número de espiras del devanado primario, cambiando así la relación de transformación, o lo que es lo mismo variando la tensión en el devanado secundario.

35

Con la llegada de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), la fluctuación de la tensión ha aumentado en la red eléctrica, especialmente en las redes de distribución con una alta integración de fuentes de generación distribuida (pequeñas instalaciones fotovoltaicas, eólicas, la cogeneración, etc.) y un gran despliegue de vehículos eléctricos, lo cual hace que las redes eléctricas sean más inestables. Los cambiadores de tomas eléctricas en carga responden de manera efectiva y eficiente a las fluctuaciones de tensión producidas en los niveles de carga. El empleo del cambiador de tomas eléctricas en carga (denominado con las siglas OLTC provenientes del término inglés “On-Load Tap Changer”) es habitual en equipos eléctricos, como por ejemplo transformadores de distribución de alta/baja tensión, cuyo servicio no puede ser interrumpido sin perjudicar gravemente el funcionamiento del sistema de distribución y con el consiguiente perjuicio para los usuarios de la red de distribución.

El transformador con cambiador de tomas eléctricas en carga permite transformar el nivel de tensión de alta tensión en baja tensión al mismo tiempo que regula automáticamente esta última dentro de un rango compatible con la carga que se debe alimentar. El cambiador de tomas eléctricas en carga opera por tanto de modo automático, en donde un regulador automático de tensión (denominado con las siglas AVR provenientes del término inglés “Automatic Voltage Regulator”) es el encargado de dar las ordenes pertinentes al cambiador de tomas eléctricas en carga de aumentar o reducir el número de espiras del devanado primario del transformador para obtener la tensión deseada en el devanado secundario del transformador.

El regulador automático de tensión toma la decisión de aumentar o reducir el número de espiras en base a una política de control que tiene programada, siendo dichas decisiones después instruidas al cambiador de tomas eléctricas en carga. El objetivo de la política de control es mantener la tensión del devanado secundario del transformador lo más cerca posible de una consigna de tensión determinada a partir de las políticas o criterios de optimización de la consigna establecidas por el Operador del Sistema de Distribución, conocida por las siglas DSO (provenientes del término inglés “Distribution System Operator”) o las políticas marcadas por los límites regulatorios, realizando el menor número de cambios de toma eléctrica posible con objeto de maximizar la vida útil de los cambiadores de tomas eléctricas, evitando cambios de toma eléctrica innecesarios. En definitiva, la política de control define el comportamiento del cambiador de tomas eléctricas en carga frente a la inestabilidad de la red eléctrica y cuanto mayor es la inestabilidad de la red eléctrica más determinante es la política de control para mantener la tensión del devanado secundario del transformador lo más cerca posible de la consigna de tensión determinada como óptima.

Las políticas de control más utilizadas son las de tipo histéresis, en donde se define una banda de tolerancia y se mide el tiempo relativo a la desviación de tensión respecto de la consigna de tensión determinada. Cada política de control conlleva a un número diferente de operaciones, con mayor o menor estabilidad de la tensión, especialmente en aquellas redes eléctricas con una alta integración de fuentes de generación distribuida.

Algunos fabricantes basan su política de control en una lógica de pasos discretos constante (también conocida como tiempo definido), con dos parámetros de retardo de tiempo asociados con dos niveles de desviación de tensión. Un ejemplo de esta política de control es el que comprende una banda de tolerancia en torno a la consigna de tensión determinada en donde no se realizan cambios de toma eléctrica, que comprende un límite de actuación lenta que entre la banda de tolerancia y dicho límite se espera un tiempo constante antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica y que comprende un límite de actuación rápida (superior al límite de actuación lenta) en donde se espera un tiempo constante menor al anterior antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica, tal y como se representa en la figura 1.

En la figura 1 se muestra la fluctuación de la tensión en el devanado secundario del transformador bajo el efecto de los cambios de toma realizados por un cambiador de tomas en carga guiado por un regulador automático de tensión que sigue una política de control constante. El eje de abscisas representa los pasos de tiempo (s) y el eje de ordenadas representa el nivel de tensión (V). La curva representa los valores de tensión en el tiempo, mientras que los puntos de color negro se corresponden a instantes en los que se ha tomado la decisión de un cambio de toma. La consigna dada es de 230V, por lo tanto, la banda central (en torno a 230V) representa el rango de tolerancia permisible o banda de tolerancia permisible que corresponde a un $\pm 1\%$ de desviación respecto a la consigna de tensión y en donde no se realizan cambios de toma. Tras la primera banda de tolerancia permisible en torno a la consigna ($\pm 1\%$), se pueden apreciar los rangos (simétricos, superior e inferior) correspondientes al definido como rango de tolerancia lenta. Esta parte comprende desviaciones respecto a la consigna entre un $\pm 1\%$ y un $\pm 4\%$, con una permisibilidad temporal asociada de 10 segundos. Tal y como se puede observar en la figura 1, cada vez que hay 10 valores de la curva consecutivos en alguna de estas franjas, se realiza el correspondiente cambio de toma (bajar número de toma cuando el rango es positivo y subir número de toma cuando el rango es negativo), influyendo en los siguientes valores de tensión de la curva. De forma análoga, los siguientes rangos a partir de las desviaciones $\pm 4\%$, estos se conocen como rango de tolerancia rápida, y tiene una permisibilidad temporal asociada de 2 segundos.

Este tipo de política de control representada en la figura 1, es decir, la política de control constante, supone el inconveniente de que no se adapta progresivamente en función de las circunstancias de carga que pueda haber en cada momento o en cada ventana de tiempo, y por tanto, los consumidores pueden verse afectados por situaciones de sobre- y/o sub-tensión más prolongadas en el tiempo, o incluso por un mayor número de ellas.

Otros fabricantes basan su política de control en calcular de forma dinámica el tiempo de espera antes de cada cambio de toma eléctrica, relacionando la desviación respecto de la consigna de tensión y el tiempo de forma funcional, pudiendo ser dicha relación lineal o no lineal (integral). El caso lineal es cuando la función que relaciona el tiempo de espera y la desviación de tensión es lineal. Mientras que el caso no lineal o integral es cuando el tiempo de espera antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica es variable y la función que relaciona dicho tiempo y la desviación de tensión respecto de la consigna de tensión determinada no es lineal, tal y como se representa en la figura 2.

En la figura 2 se muestra la fluctuación de la tensión en el devanado secundario del transformador bajo el efecto de los cambios de toma realizados por un cambiador de tomas en carga guiado por un regulador automático de tensión que sigue una política de control no lineal o integral. El eje de abscisas representa los pasos de tiempo (s) y el eje de ordenadas representa el nivel de tensión (V). La curva representa los valores de tensión en el tiempo, mientras que los puntos de color negro se corresponden a instantes en los que se ha tomado la decisión de un cambio de toma. La consigna dada es de 230V, por lo tanto, la banda central (en torno a 230V) representa el rango de tolerancia permisible o banda de tolerancia permisible que corresponde a un $\pm 1\%$ de desviación respecto a la consigna de tensión y en donde no se realizan cambios de toma. A diferencia de la figura 1, tras la primera banda de tolerancia permisible en torno a la consigna ($\pm 1\%$), existe una única franja, sin embargo, en esta ocasión consiste en un gradiente de tiempo, es decir, a mayores desviaciones respecto al $\pm 1\%$ menor será el tiempo de permisibilidad, tal y como se puede observar en la curva de tensión, donde ante variaciones extremas, los cambios de toma son prácticamente instantáneos. En este caso, los tiempos de espera vienen definidos por una función no lineal de forma que $t_{\text{espera}} = t(V_{\text{desviación}})$, es decir, dada una desviación de tensión, a través de la función correspondiente, se calcula el tiempo de espera.

La política de control del tipo lineal se adapta de forma progresiva a las circunstancias de carga que pueda haber en diferentes momentos o ventanas de tiempo, pero por otro lado supone el inconveniente de que dicha política responde de igual manera ante desviaciones

pequeñas y grandes respecto de la consigna de tensión.

En la política de control del tipo no lineal o integral, a diferencia del tipo lineal, la adaptación es progresiva y variable, dando mayor importancia a desviaciones mayores. Sin embargo, esto conlleva un mayor número de cambios de toma, especialmente para centros de transformación con grandes fluctuaciones de tensión, reduciendo la vida útil del cambiador de tomas en carga.

Debido a la existencia de múltiples y diversas estrategias de políticas de control, así como el hecho de que los fabricantes de los cambiadores de tomas eléctricas en carga a menudo definen con variedad de formalismos las políticas de control seguidas por los reguladores automáticos de tensión, se revela necesaria la definición de una metodología que determine la política de control óptima para cada caso según las características dadas.

Existen ejemplos del estado de la técnica sobre métodos para determinar la consigna de tensión óptima, así como para determinar la política de control a seguir para mantener la tensión del devanado secundario del transformador lo más cerca posible de dicha consigna de tensión óptima. Tanto la consigna de tensión como la política de control se determinan para una primera ventana de tiempo establecida, volviendo a tener que definir las para una segunda ventana de tiempo una vez se haya superado dicha primera ventana de tiempo y así sucesivamente.

Estos métodos que se conocen del estado de la técnica comprenden una serie de pasos entre los cuales se encuentra la de obtener los parámetros de la red eléctrica, como por ejemplo la longitud, sección y recorrido de los cables, magnitudes eléctricas, posicionamiento GPS de los puntos de conexión a red, contadores conectados a cada punto de conexión a red y su correspondiente conexión a línea y fase, tipo de contadores, series temporales de consumo y suministro, generadores, baterías, cargadores eléctricos, etc.

En relación con este paso referente a la obtención de las magnitudes eléctricas, en los ejemplos del estado de la técnica se contempla solamente una medición de magnitud eléctrica, por ejemplo, una medición de tensión. No se toman varias medidas de tensión de diferentes dispositivos de la red eléctrica con objeto de estimar la medida de referencia, es decir, no se emplea la redundancia de medidas, lo cual reduce la fiabilidad de la medida que hay que tener como referencia, ya que puede fallar la única medición que se realiza, puede haber incertidumbre de la medida, etc.

Asimismo, el dispositivo encargado de procesar dicha medida adquirida para estimar la medida de referencia no se encuentra a nivel del centro de transformación en donde se encuentra el transformador con el cambiador de tomas eléctricas en carga, pudiendo suponer esto un aumento del tiempo de respuesta a la hora de realizar las operaciones de cambios de
5 toma, por ejemplo, debido a un problema de comunicaciones entre el centro de transformación y el centro remoto donde se encuentra el dispositivo encargado de procesar la medida adquirida.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

10

La presente invención se refiere a un método de determinación de consigna óptima y política de control de un regulador automático de tensión, en concreto para transformadores de distribución con cambiador de tomas eléctricas en carga instalados en centros de transformación eléctrica de alta tensión, que pretende resolver todos y cada uno de los
15 problemas mencionados anteriormente.

El método de la invención permite determinar de forma dinámica, durante al menos una ventana de tiempo establecida, la consigna de tensión óptima para el cambiador de tomas eléctricas en carga y los correspondientes parámetros del regulador automático de tensión
20 para que estén en correspondencia entre sí. El método es capaz de dar un resultado adaptándose a los datos disponibles, siendo la precisión del resultado mayor cuantos más datos haya.

El método de determinación de consigna óptima y política de control comprende, de forma
25 general, los pasos siguientes:

- Establecimiento de una ventana de tiempo durante el cual se determinan la consigna de tensión óptima y la política de control del regulador automático de tensión,
- Obtención de al menos una variable (por ejemplo, la magnitud y ángulo de tensión en todos los nudos y fases, flujos de potencia activa y reactiva por fase y neutro en todas las
30 líneas y acometidas, generación, cargas activas y reactivas, etc.) y/o al menos un parámetro (por ejemplo la longitud, sección, impedancia y capacidad de los cables, posición de la toma del transformador, etc.) de una red eléctrica que comprende un lado de alta tensión y un lado de baja tensión, ya sea facilitado por el operador del sistema de distribución, adquirido por medición, por estimación y/u otras tecnologías,
- 35 - Generación de un modelo de la red eléctrica y lanzamiento de un flujo de cargas o estimación de estado,

- Cálculo o estimación de caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica,
- Determinación de la consigna de tensión óptima, y
- Fijación de la política de control que sigue el regulador automático de tensión que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga.

5

Más concretamente, en el paso referente a la obtención de las variables y/o parámetros de la red eléctrica, la adquisición de dichas variables y/o parámetros se puede llevar a cabo a través de al menos un estimador de estado y/o estimador de parámetros que se puede encontrar a nivel del centro de transformación eléctrica dentro del mismo centro de transformación en donde se ubica el transformador con el cambiador de tomas eléctricas en carga, como servicio en la nube o en otro emplazamiento físico remoto, recopilando al menos una medida disponible de la red eléctrica, tanto del lado de alta tensión como del lado de baja tensión de la red. De esta forma, se aplica la redundancia de medidas con la adquisición de todas las medidas disponibles, aumentando así la fiabilidad de la medida de referencia estimada. Por otro lado, en el caso de tener el estimador de estado en el mismo centro de transformación donde se ubican el transformador con el cambiador de tomas eléctricas en carga y el regulador automático de tensión, se evitan problemas de comunicaciones que pueden causar el aumento de tiempo de respuesta a la hora de realizar cambios de toma eléctrica.

10

15

20

El método de la invención puede comprender además un paso de cálculo de predicciones de carga del lado de baja tensión de la red eléctrica, el cual se basa en una primera etapa para obtener datos históricos externos a la red eléctrica como pueden ser por ejemplo las variables meteorológicas tal como las precipitaciones, humedad, rango de temperaturas, estacionalidad, días/horas de sol, etc., y en una segunda etapa para obtener datos históricos de consumo y/o mediciones de la red eléctrica que están relacionados a las características inherentes a cada país/región, como por ejemplo los factores antropogénicos o meteorológicos. Estos factores tienen influencia en el comportamiento de la demanda de energía y la capacidad del sistema eléctrico, teniendo en cuenta factores antropogénicos que permiten clasificar la tipología de días (laborales, fines de semana, festivos, etc.) y factores meteorológicos tales como precipitación, humedad, rango de temperaturas, estacionalidad, etc. Este paso de cálculo de predicciones de carga del lado de baja tensión de la red eléctrica comprende una tercera etapa de generación de un modelo predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado que se entrena con los datos obtenidos en la primera etapa de obtención de datos históricos externos a la red eléctrica y en la segunda etapa de obtención de datos históricos de consumo y/o mediciones de la red eléctrica.

25

30

35

De esta forma, el modelo predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado calcula predicciones de carga del lado de baja tensión de la red eléctrica a partir de datos históricos de consumo y/o mediciones y/o estimaciones de la red eléctrica. De esta forma también, se pueden predecir valores futuros teniendo en consideración datos en tiempo real o cuasi real de consumos y/o mediciones de la red eléctrica, así como variables meteorológicas.

En base a los datos disponibles de la red eléctrica, en el siguiente paso se genera un modelo de red eléctrica. Este modelo de red eléctrica se puede generar a través de diferentes herramientas de simulación existentes, por ejemplo, a través de OpenDSS™, PandaPower™, PowerFactory™, Simulink™, etc. Una vez generado el modelo de red eléctrica se continúa con el lanzamiento del flujo de cargas, pudiendo alimentar este flujo de cargas con las predicciones de carga del lado de baja tensión calculadas anteriormente, aplicando después el flujo de cargas en el modelo de red eléctrica generada, en donde en una siguiente etapa de comprobación se comprueba si hay convergencia del flujo de cargas. De esta forma, la convergencia del flujo de cargas permite el cálculo de las caídas de tensión por cada punto de conexión a la red (PCR) y carga de líneas de la red eléctrica, pero la no convergencia del flujo de cargas conlleva a la comprobación de al menos uno de los pasos previos y a la comprobación de la coherencia de los datos introducidos en el modelo predictivo basado en un algoritmo de aprendizaje supervisado, en caso de haber sido utilizado. Como alternativa al flujo de carga, el cual precisa un modelo de red eléctrica y medidas de muy alta fiabilidad, se podrá utilizar un estimador de estado que puede definir el estado eléctrico estadísticamente más probable de la red observable en función de la información que recibe como entrada (aunque esta sea incompleta o no exacta). El estimador de estado detecta e identifica medidas erróneas, las elimina del proceso de estimación y las corrige si hay redundancia.

Asimismo, en el caso de no disponer de los datos suficientes para la generación de un modelo de la red, el método de la invención comprende un paso alternativo de estimación de las caídas de tensión. Este paso alternativo de estimación puede consistir en el conocimiento experto de la red eléctrica de la DSO y/o métodos de estimación y/o medición de caídas de tensiones sin necesidad de modelos de red (sensores, modelos estadísticos u otros).

Una vez calculadas o estimadas las caídas de tensión y cargas de las líneas de la red eléctrica se ejecuta un paso referente a la determinación de la consigna de tensión óptima. Este paso de determinación de consigna de tensión óptima puede comprender una primera etapa de obtención de las políticas determinadas por la DSO, por ejemplo de incremento de la tensión (en caso de admitir cargas adicionales, bombas de calor, cargadores de vehículo eléctrico,

etc.) o de reducción de tensión (en caso de admitir generación distribuida en baja tensión), o de minimización de las pérdidas de distribución o de obtención de las políticas marcadas por los límites regulatorios en caso de no existir políticas determinadas por la DSO. La determinación de la consigna de tensión óptima consiste en un proceso iterativo de cálculo y verificación durante la ventana de tiempo establecida. El tipo de cálculo depende de la política determinada y, bien mediante las políticas obtenidas de la DSO o bien mediante políticas por defecto que aseguren niveles de tensión dentro de los límites regulatorios, se calcula la consigna de tensión óptima en una segunda etapa. Finalmente, este paso de determinación de la consigna de tensión óptima comprende una tercera etapa de verificación iterativa de la consigna de tensión óptima durante la ventana de tiempo establecida, utilizando datos en tiempo cuasi real de la red eléctrica, principalmente de contadores centinelas, datos de supervisión avanzada de baja tensión y otros dispositivos como pueden ser por ejemplo los sensores. Se establece por tanto la consigna de tensión óptima calculada en caso de tener un resultado favorable en dicha tercera etapa de verificación, pero en caso de tener un resultado desfavorable se aplican modificaciones y se vuelve a repetir la tercera etapa de verificación.

Finalmente, el paso de fijación de la política de control que sigue el regulador automático de tensión comprende a su vez una primera etapa de obtención o estimación de parámetros y/o variables del transformador, como por ejemplo, la determinación de la toma actual del transformador, el número de tomas eléctricas y la variación de la tensión entre tomas eléctricas. En una segunda etapa se genera un módulo de simulación basado en teoría de control para tiempos discretos, en donde se mide el comportamiento del cambiador de tomas eléctricas en carga. A continuación, en una tercera etapa se determinan las condiciones que resuelven si un conjunto de parámetros que definen la política de control es factible o no, por ejemplo, que se encuentren dentro de la franja que establecen los límites regulatorios. Este paso de fijación de la política de control comprende una cuarta etapa de lanzamiento de las simulaciones y de cálculo de las métricas, como por ejemplo el número de cambios de toma eléctrica, error entre la solución y la consigna dada, etc. En una quinta etapa que comprende este paso de fijación de la política de control se seleccionan los parámetros óptimos que definen la política de control, que pueden comprender un límite de tensión de la tolerancia lenta, un tiempo de espera asociado a la tolerancia lenta, un límite de tensión de la tolerancia rápida, un tiempo de espera asociado a la tolerancia rápida y una relación funcional entre ambos límites de tensión.

35

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Figura 1.- Muestra, de forma esquemática, una gráfica que representa un ejemplo de política de control del estado de la técnica basado en una lógica de pasos discretos constante, con
5 dos parámetros de retardo de tiempo asociados con dos niveles de desviación de tensión.

Figura 2.- Muestra, de forma esquemática, una gráfica que representa un ejemplo de política de control del estado de la técnica basado en calcular de forma dinámica el tiempo de espera antes de cada cambio de toma eléctrica.
10

Figura 3.- Muestra un diagrama de bloques del método de determinación de consigna óptima y política de control de la presente invención.

Figura 4.- Muestra un diagrama de bloques representativo de las etapas que comprende el
15 paso de cálculo de predicciones de carga del lado de baja tensión.

Figura 5.- Muestra un diagrama de bloques representativo de las etapas que comprende el paso de fijación de la política de control que sigue el regulador automático de tensión que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga.
20

Figura 6.- Muestra un diagrama de bloques representativo de las etapas que comprende el paso de determinación de la consigna de tensión óptima.

Figura 7.- Muestra, de forma esquemática, un centro de transformación eléctrica con un
25 transformador de distribución dotado de un cambiador de tomas eléctricas en carga en donde se aplica el método de determinación de consigna óptima y política de control de la invención.

Figura 8a.- Muestra, de forma esquemática, una gráfica que representa un ejemplo de la política de control que sigue el regulador automático de tensión que controla el cambiador de
30 tomas eléctricas en carga y que se basa en una lógica de pasos discretos constante.

Figura 8b.- Muestra, de forma esquemática, una gráfica que representa un ejemplo de la política de control que sigue el regulador automático de tensión que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga y que se basa en calcular de forma dinámica el tiempo de espera
35 antes de cada cambio de toma eléctrica, en donde la función que relaciona el tiempo de espera antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica y la desviación de tensión respecto de la

consigna de tensión óptima es lineal.

Figuras 8c-8d.- Muestra, de forma esquemática, sendas gráficas que representan un ejemplo de la política de control que sigue el regulador automático de tensión que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga y que se basa en calcular de forma dinámica el tiempo de espera antes de cada cambio de toma eléctrica, en donde la función que relaciona el tiempo de espera antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica y la desviación de tensión respecto de la consigna de tensión óptima no es lineal.

10 Figura 9.- Muestra, de forma esquemática, varias gráficas que representan un ejemplo de simulación y selección de la política de control óptima.

REALIZACIÓN PREFERENTE DE LA INVENCION

15 Se describe a continuación un ejemplo de realización preferente haciendo mención a las figuras arriba citadas, sin que ello limite o reduzca el ámbito de protección de la presente invención.

En la figura 3 se muestra un método de determinación de consigna óptima y política de control de un regulador automático de tensión (3), de aplicación en transformadores (2) de distribución con cambiador de tomas eléctricas en carga (4) instalados en centros de transformación eléctrica de alta tensión (15), tal y como se muestra en la figura 7.

El método de la invención comprende una serie de pasos, que siendo ejecutados durante una ventana de tiempo (1) establecida, permiten de forma dinámica determinar la consigna de tensión óptima, así como determinar la política de control a seguir por el regulador automático de tensión (3) con objeto de mantener la tensión del devanado secundario del transformador (2) lo más cerca posible de dicha consigna de tensión óptima y realizando el menor número de cambios de toma eléctrica posible. Tal y como se muestra en la figura 3, el método comprende los siguientes pasos:

- Establecimiento (1) de una ventana de tiempo durante el cual se determinan la consigna de tensión óptima y la política de control del regulador automático de tensión,
- Obtención (5) de al menos una variable y al menos un parámetro de una red eléctrica (6) que comprende un lado de alta tensión (7) y un lado de baja tensión (8),
- 35 - Generación (11) de un modelo de red eléctrica (6) y lanzamiento (12) de un flujo de cargas o estimación de estado,

- Cálculo o estimación (13) de caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica (6),
- Determinación (14) de la consigna de tensión óptima, y
- Fijación (10) de la política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga (4).

5

Tal y como se muestra en las figuras 3 y 7, el método comprende el paso de obtención (5) de al menos una variable y al menos un parámetro de la red eléctrica (6) con un lado de alta tensión (7) y un lado de baja tensión (8), en donde se adquieren dichos parámetros mediante un estimador de estado y/o estimador de parámetros (16) que puede estar a nivel del centro de transformación (15), como servicio en la nube (29) o en otro emplazamiento físico (30) remoto, y que recopila al menos una medida disponible del lado de alta tensión (7) y/o del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6). Las variables o parámetros de la red eléctrica (6) pueden ser por ejemplo la magnitud y ángulo de tensión en todos los nudos y fases, flujos de potencia activa y reactiva por fase y neutro en todas las líneas y acometidas, generación, 10 cargas activas y reactivas, o la longitud, sección, impedancia y capacidad de los cables, posición de la toma del transformador, etc.

En un siguiente paso, tal y como se puede observar en las figuras 3 y 4, se ejecuta un cálculo (9) de predicciones de carga del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6). Este paso de 20 cálculo (9) comprende una primera etapa (17) para obtener datos históricos externos a la red eléctrica (6) como pueden ser por ejemplo las variables meteorológicas tal como las precipitaciones, humedad, rango de temperaturas, estacionalidad, días/horas de sol, etc., y una segunda etapa (18) para obtener datos históricos de consumo y/o mediciones de la red eléctrica (6). Asimismo, comprende una tercera etapa (19) de generación de un modelo 25 predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado que se entrena con los datos obtenidos en la primera etapa (17) de obtención de datos históricos externos a la red eléctrica y en la segunda etapa (18) de obtención de datos históricos de consumo y/o mediciones de la red eléctrica (6). De esta forma, el modelo predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado calcula las predicciones de carga del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6) a partir de los datos históricos de consumo y/o mediciones o estimaciones de la red 30 eléctrica (6).

El método de la invención, tal y como se muestra en la figura 3, comprende además el paso de generación (11) de un modelo de red eléctrica (6). Este modelo de red eléctrica (6) se 35 puede generar a través de diferentes herramientas de simulación existentes, por ejemplo, a través de OpenDSS™, PandaPower™, PowerFactory™, Simulink™, etc. Una vez generado

el modelo de red eléctrica (6) se ejecuta el lanzamiento (12) del flujo de cargas, pudiendo ser alimentado este flujo de cargas con las predicciones de carga del lado de baja tensión (8) calculadas anteriormente. Este flujo de cargas se aplica en el modelo de red eléctrica (6) generada, en donde en una siguiente etapa de comprobación (25) se comprueba si hay
5 convergencia del flujo de cargas. En este sentido, la convergencia del flujo de cargas permite el cálculo o estimación (13) de caídas de tensión por cada punto de conexión a la red (PCR) y de carga de líneas de la red eléctrica (6), pero la no convergencia del flujo de cargas conlleva a la comprobación (31) de al menos uno de los pasos previos (5, 9, 10) y a la comprobación de la coherencia de los datos introducidos en el modelo predictivo basado en un algoritmo de
10 aprendizaje supervisado, en caso de haber sido utilizado.

Asimismo, en el caso de no disponer de los datos suficientes para la generación de un modelo de la red, el método de la invención comprende un paso alternativo de estimación (32) de las caídas de tensión. Este paso alternativo de estimación (32) puede consistir en el conocimiento
15 experto de la red eléctrica de la DSO y/o métodos de estimación y/o medición de caídas de tensiones sin necesidad de modelos de red, por ejemplo, obteniendo las caídas de tensión mediante sensores, modelos estadísticos u otros.

Dado que el flujo de cargas precisa medidas de muy alta fiabilidad, se podrá utilizar un
20 estimador de estado, tal y como se muestra en la figura 3, que puede definir el estado eléctrico estadísticamente más probable de la red observable en función de la información que recibe como entrada (aunque esta sea incompleta o no exacta). El estimador de estado detecta e identifica medidas erróneas, las elimina del proceso de estimación y las corrige si hay redundancia.

25 Una vez calculadas o estimadas las caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica (6) se procede con el paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima, tal y como se puede observar en la figura 3. Este paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima puede comprender una primera etapa (26) de obtención de las políticas determinadas
30 por la DSO o de obtención de las políticas marcadas por los límites regulatorios en caso de no existir políticas determinadas por la DSO, tal y como se muestra en la figura 6. Mediante las políticas obtenidas en dicha primera etapa (26), se calcula la consigna de tensión óptima en una segunda etapa (27). Este paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima comprende una tercera etapa (28) de verificación iterativa de la consigna de tensión óptima,
35 siendo esta verificación llevada a cabo dentro de la ventana de tiempo establecida (1), utilizando datos en tiempo cuasi real de la red eléctrica (6), principalmente de contadores

centinelas, datos de supervisión avanzada de baja tensión y otros dispositivos como pueden ser por ejemplo los sensores. Se establece por tanto la consigna de tensión óptima calculada en caso de tener un resultado favorable en dicha tercera etapa (28) de verificación, pero en caso de tener un resultado desfavorable se aplican modificaciones y se vuelve a repetir la
5 tercera etapa (28) de verificación. En el caso en que la ventana de tiempo establecida (1) fuera superada o se estuviera fuera de la misma, se vuelve al inicio del método, estableciendo una nueva ventana de tiempo para el cual se vuelve a iniciar el método.

Asimismo, el método de la invención comprende el paso referente al de fijación (10) de la
10 política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga (4), tal y como se muestra en la figura 3. Este paso de fijación (10) de la política de control, tal y como se puede observar en la figura 5, comprende una primera etapa (20) de obtención o estimación de parámetros y variables del transformador (2), como por ejemplo, la determinación de la toma actual del transformador, el número de tomas
15 eléctricas y la variación de la tensión entre tomas eléctricas. En una segunda etapa (21) se genera un módulo de simulación basado en teoría de control para tiempos discretos, en donde se mide el comportamiento del cambiador de tomas eléctricas en carga (4). A continuación, en una tercera etapa (22) se determinan las condiciones que resuelven si un conjunto de parámetros que definen la política de control es factible o no, por ejemplo, que se encuentren
20 dentro de la franja que establecen los límites regulatorios. Este paso de fijación (10) de la política de control comprende una cuarta etapa (23) de lanzamiento de las simulaciones y de cálculo de las métricas, como por ejemplo el número de cambios de toma eléctrica, error entre la solución y la consigna dada, etc. En una quinta etapa (24) que comprende este paso de fijación (10) de la política de control se seleccionan los parámetros óptimos que definen la
25 política de control, que pueden comprender un límite de tensión de la tolerancia lenta, un tiempo de espera asociado a la tolerancia lenta, un límite de tensión de la tolerancia rápida, un tiempo de espera asociado a la tolerancia rápida y una relación funcional entre ambos límites de tensión.

30 En las figuras 8a-8d se pueden observar varios ejemplos de política de control que se pueden obtener mediante el método de la presente invención, y en concreto se muestran cuatro ejemplos que se basan en una lógica de pasos discretos constante (también conocida como tiempo definido), en donde se espera un tiempo constante antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica, véase figura 8a, así como en calcular de forma dinámica el tiempo de espera
35 antes de cada cambio de toma eléctrica, véase figuras 8b, 8c y 8d. La figura 8b corresponde a una política de control en donde la desviación respecto de la consigna de tensión y el tiempo

de espera comprenden una relación lineal, mientras que en las figuras 8c y 8d se muestran políticas del control de tipo no lineal, es decir, el tiempo de espera antes de realizar ningún cambio de toma eléctrica es variable y la función que relaciona dicho tiempo y la desviación de tensión respecto de la consigna de tensión determinada no es lineal. En concreto, la figura 8c muestra un ejemplo de política de control no lineal y del tipo exponencial, mientras que la figura 8d muestra un ejemplo de política de control no lineal y del tipo cuadrático.

5

En las figuras 8a-8d se pueden apreciar cuatro relaciones funcionales diferentes entre la desviación de tensión respecto a la banda de tolerancia y el tiempo de espera. El eje de ordenadas representa el tiempo de espera, mientras que el eje de abscisas representa la desviación de tensión desde la banda de tolerancia.

10

Las figuras 8a, 8b, 8c y 8d corresponden a relaciones discreta, lineal, exponencial y cuadrática respectivamente. Son diferentes relaciones funcionales, pero todas se obtienen a partir de los mismos parámetros básicos, que se listan en la siguiente tabla:

15

| Banda de Tolerancia | T1 | V1 | T2 | V2 |
|---------------------|-------------|----|------------|----|
| 1% | 10 segundos | 1% | 2 segundos | 4% |

Es decir, en primer lugar, existe una banda de tolerancia de un 1% desde la consigna de tensión, después, se establece una primera cota de un 1%-10s y una segunda cota de 4%-2s. Como fluctúa esta relación tiempo-tensión entre cotas depende de la curva seleccionada.

20

Por ejemplo, para el caso de la figura 8a, el tiempo de espera es de 10 segundos entre 1% y 4% (0% y 3% respecto a la banda) y de 2 segundos para desviaciones mayores a 4% (3% desde la banda).

En la figura 9 se muestra un ejemplo de simulación y selección de la política de control óptima, obtenida una vez ejecutadas la cuarta etapa (23) de lanzamiento de las simulaciones y de cálculo de las métricas y la quinta etapa (24) de selección de los parámetros óptimos que definen la política de control.

25

Tras simular más de 200 políticas de control, los resultados principales se muestran en la siguiente tabla. El número de simulaciones depende de los posibles parámetros factibles.

30

| | Discretas | Lineales | Exponenciales | Cuadráticas |
|------------------------|-----------|----------|---------------|-------------|
| Número de simulaciones | 72 | 58 | 72 | 62 |
| Media MSE | 1.813 | 1.939 | 1.639 | 1.730 |
| Mejor MSE | 1.778 | 1.657 | 1.580 | 1.662 |
| Media MAPE | 0.442 | 0.460 | 0.428 | 0.435 |
| Mejor MAPE | 0.440 | 0.429 | 0.421 | 0.430 |

Tras esto, la política de control con mejores resultados sigue una relación funcional exponencial, además, los parámetros básicos que sigue son los siguientes:

| Consigna de tensión | T1 | V1 | T2 | V2 |
|---------------------|-------------|----|------------|----|
| 236 V | 61 segundos | 1% | 3 segundos | 4% |

5

La figura 9 muestra los resultados de la simulación realizada para esta política de control. De arriba abajo, la primera figura muestra los tiempos de espera calculados, la segunda muestra la tensión original (gris claro) frente a la tensión simulada al aplicar la política (gris oscuro). Después, en la siguiente figura se puede observar la desviación de tensión respecto a la consigna, por último, la toma del transformador en la que estaría el cambiador de tomas eléctricas en carga. El eje de abscisas representa el instante temporal y el eje de ordenadas (de arriba abajo) representan los segundos, la tensión, la tensión y la toma, respectivamente.

10

15 La política seleccionada viene dada por la siguiente expresión:

$$P(\delta) = 61 * e^{-0.908193167684474*\delta}$$

REIVINDICACIONES

- 1.- Método de determinación de una consigna de tensión óptima y de una política de control de un regulador automático de tensión (3) para transformadores (2) con cambiador de tomas eléctricas en carga (4) instalados en centros de transformación (15), que comprende los siguientes pasos:
- Establecimiento (1) de una ventana de tiempo durante el cual se determinan la consigna de tensión óptima y la política de control del regulador automático de tensión (3),
 - Obtención (5) de al menos una variable y/o al menos un parámetro de una red eléctrica (6) que comprende un lado de alta tensión (7) y un lado de baja tensión (8),
 - Generación (11) de un modelo de red eléctrica (6) y lanzamiento (12) de un flujo de cargas o de estimación de estado,
 - Cálculo o estimación (13) de caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica (6),
 - Determinación (14) de la consigna de tensión óptima,
 - Fijación (10) de la política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) que controla el cambiador de tomas eléctricas en carga (4),
- caracterizado por que** el paso de obtención (5) de al menos una variable o un parámetro de la red eléctrica (6) comprende la adquisición de dicha al menos una variable o dicho al menos un parámetro mediante al menos un estimador de estado y/o estimador de parámetros (16) a nivel del centro de transformación (15), como servicio en la nube (29) o en otro emplazamiento físico (30), que recopila al menos una medida disponible del lado de alta tensión (7) y/o del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6).
- 2.- Método de determinación según reivindicación 1, caracterizado por que comprende un paso de cálculo (9) de predicciones de carga del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6).
- 3.- Método de determinación según reivindicación 2, caracterizado por que las variables o parámetros de la red eléctrica (6) comprenden al menos la magnitud y ángulo de tensión en todos los nudos y fases, flujos de potencia activa y reactiva por fase y neutro en todas las líneas y acometidas y al menos la longitud, sección, impedancia, capacidad de los cables y posición de la toma del transformador.
- 4.- Método de determinación según reivindicación 3, caracterizado por que el paso de cálculo (9) de predicciones de carga del lado de baja tensión (8) comprende una primera etapa (17) de obtención de datos históricos externos a la red eléctrica (6) y una segunda etapa (18) de

obtención de datos históricos de consumo y/o mediciones y/o estimaciones de la red eléctrica (6).

5 5.- Método de determinación según reivindicación 4, caracterizado por que el paso de cálculo (9) de predicciones de carga del lado de baja tensión (8) comprende una tercera etapa (19) de generación de un modelo predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado que se entrena con los datos obtenidos en la primera etapa (17) y en la segunda etapa (18).

10 6.- Método de determinación según reivindicación 5, caracterizado por que el modelo predictivo basado en algoritmos de aprendizaje supervisado calcula predicciones de carga del lado de baja tensión (8) de la red eléctrica (6) a partir de datos históricos de consumo y/o mediciones y/o estimaciones de la red eléctrica (6).

15 7.- Método de determinación según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que el paso de generación (11) de un modelo de la red eléctrica (6) y lanzamiento (12) de un flujo de cargas o estimación de estado comprende una etapa (25) de comprobación de convergencia del flujo de cargas o de la estimación de estado.

20 8.- Método de determinación según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado por que comprende un paso de estimación (32) de las caídas de tensión basado en el conocimiento experto de la red eléctrica de la DSO y/o métodos de estimación y/o medición de caídas de tensiones sin necesidad de modelos de red.

25 9.- Método de determinación según reivindicación 7, caracterizado por que la convergencia del flujo de cargas o estimación de estado permite el cálculo o la estimación (13) de caídas de tensión y carga de líneas de la red eléctrica (6), mientras que la no convergencia del flujo de cargas o la estimación de estado conlleva la comprobación (31) de al menos uno de los pasos previos (5, 9, 10) y la comprobación de la coherencia de los datos introducidos en el modelo predictivo basado en un algoritmo de aprendizaje supervisado.

30 10.- Método de determinación según reivindicación 1 o 3, caracterizado por que el paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima comprende una primera etapa (26) de obtención de las políticas determinadas por el Operador del Sistema de Distribución.

35 11.- Método de determinación según reivindicación 1 o 3, caracterizado por que el paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima comprende una primera etapa (26) de

obtención de las políticas marcadas por los límites regulatorios.

5 12.- Método de determinación según reivindicación 10 o 11, caracterizado por que el paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima comprende una segunda etapa (27) en donde se calcula la consigna de tensión óptima en base a las políticas marcadas por el Operador del Sistema de Distribución o los límites regulatorios.

10 13.- Método de determinación según reivindicación 12, caracterizado por que el paso de determinación (14) de la consigna de tensión óptima comprende una tercera etapa (28) de verificación de la consigna de tensión óptima durante la ventana de tiempo establecida (1) utilizando datos en tiempo cuasi real de la red eléctrica (6), estableciendo la consigna de tensión óptima calculada en caso de tener un resultado favorable en la tercera etapa (28) de verificación o aplicando modificaciones y volviendo a repetir la tercera etapa (28) de verificación en caso de tener un resultado desfavorable.

15 14.- Método de determinación según reivindicación 1 o 3, caracterizado por que el paso de fijación (10) de la política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) comprende una primera etapa (20) de obtención o estimación de parámetros y/o variables del transformador (2).

20 15.- Método de determinación según reivindicación 14, caracterizado por que el paso de fijación (10) de la política de control que sigue el regulador automático de tensión (3) comprende:

25 - una segunda etapa (21) de generación de un módulo de simulación del comportamiento del cambiador de tomas eléctricas en carga (4) basado en teoría de control para tiempos discretos.

- una tercera etapa (22) de determinación de las condiciones que resuelven si un conjunto de parámetros que definen la política de control es factible o no.

- una cuarta etapa (23) de lanzamiento de las simulaciones y de cálculo de las métricas.

30 - una quinta etapa (24) de selección de los parámetros óptimos que definen la política de control.

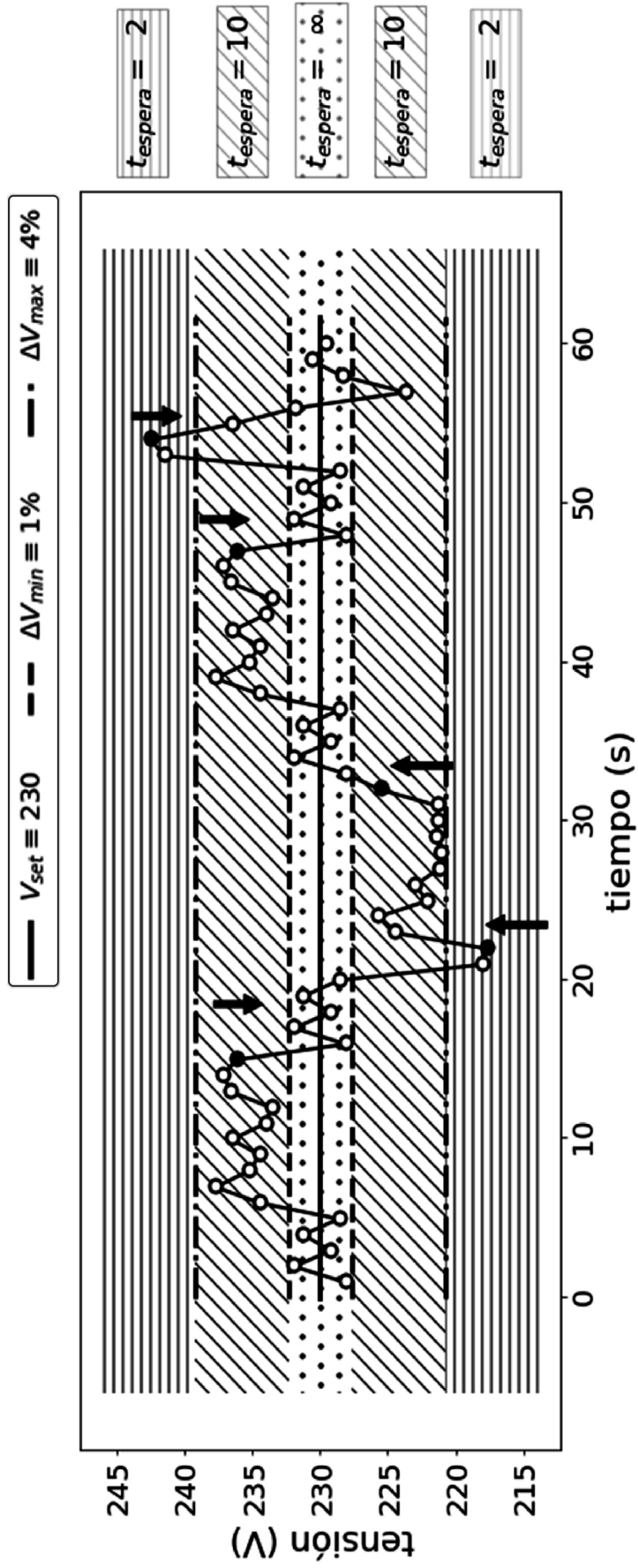


FIG. 1

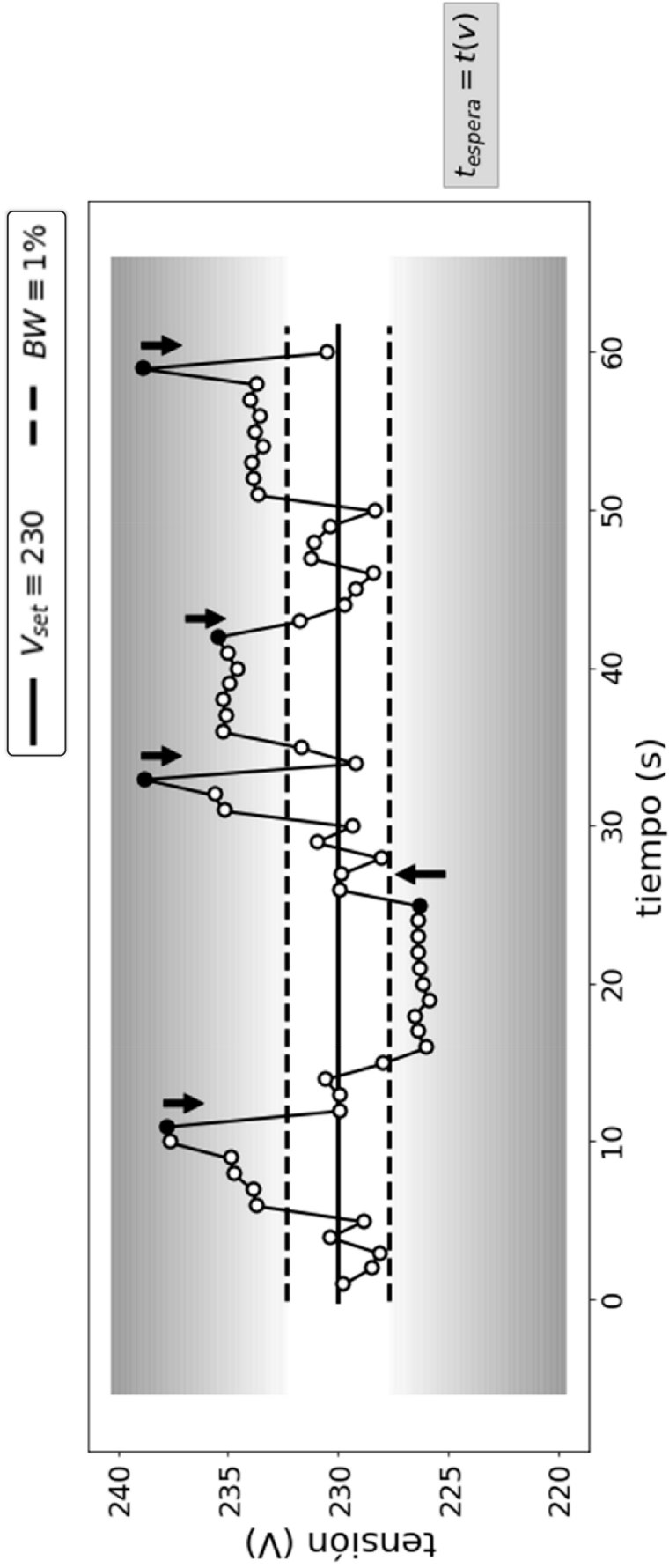


FIG. 2

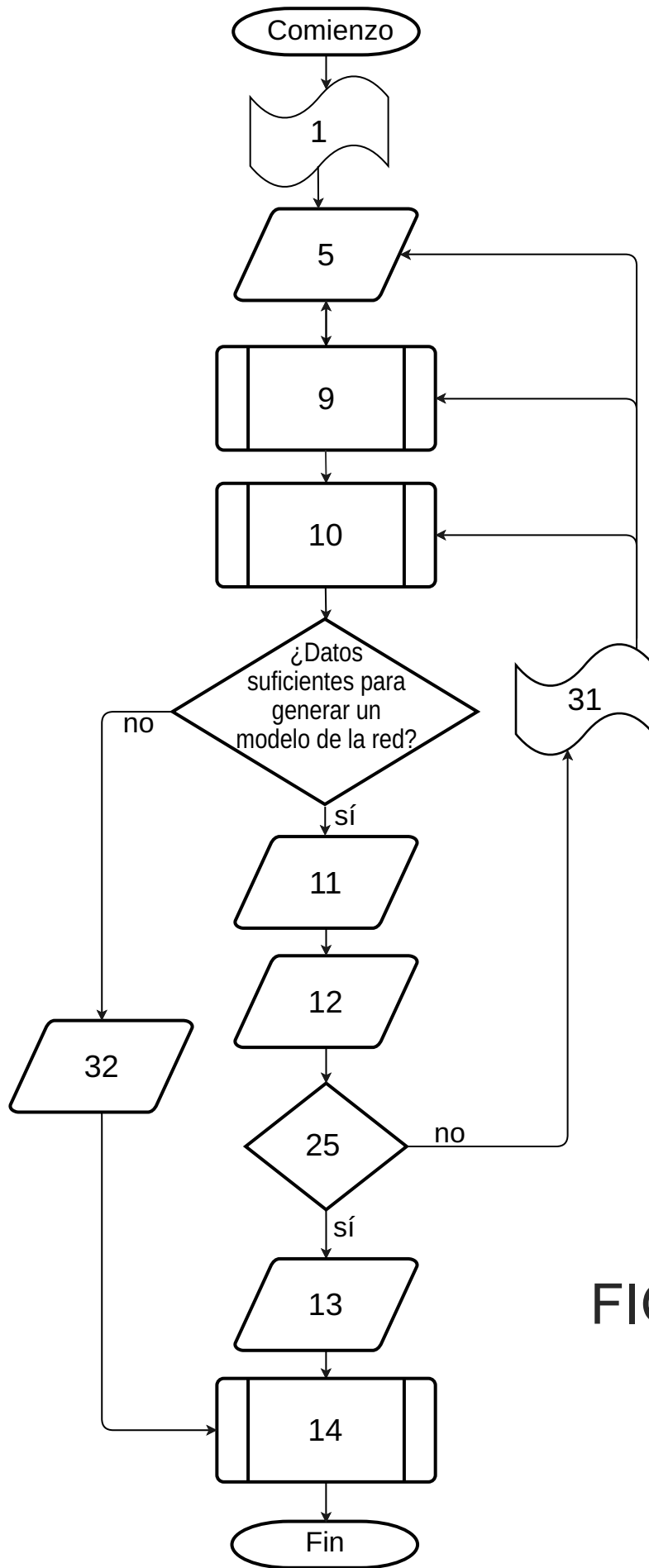


FIG. 3

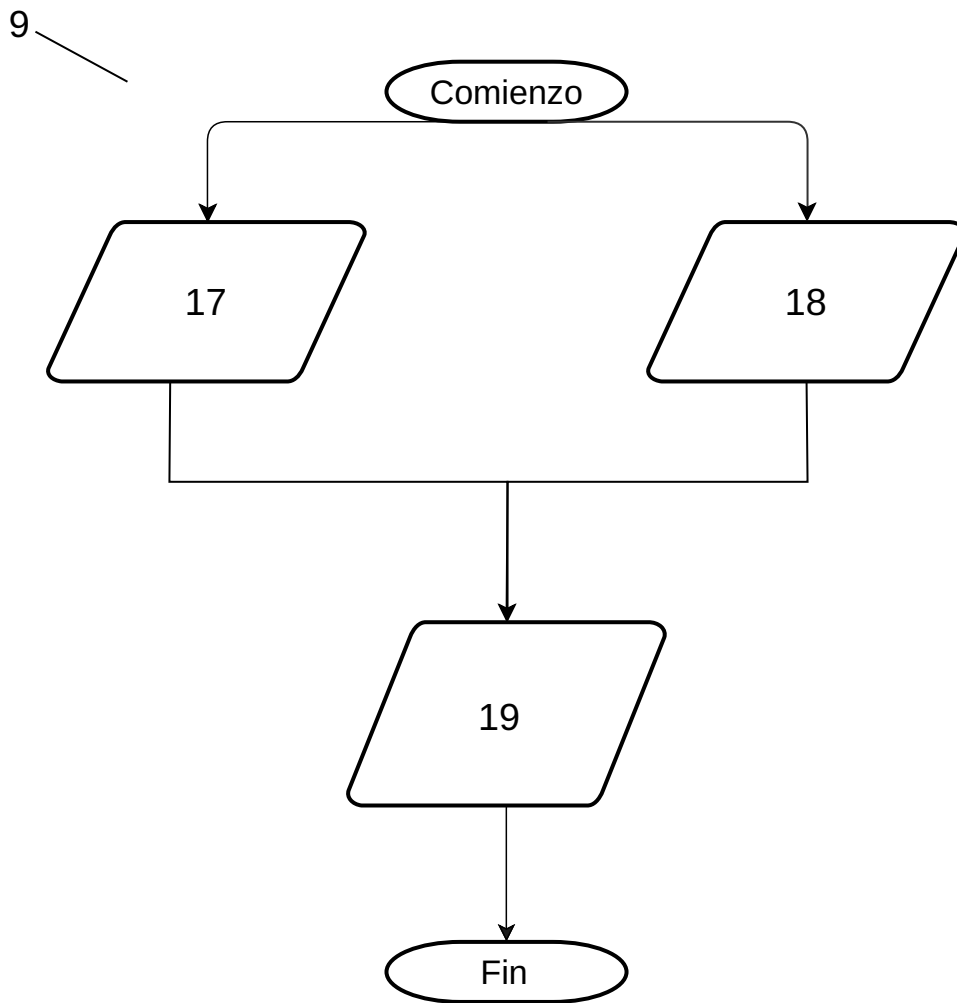


FIG. 4

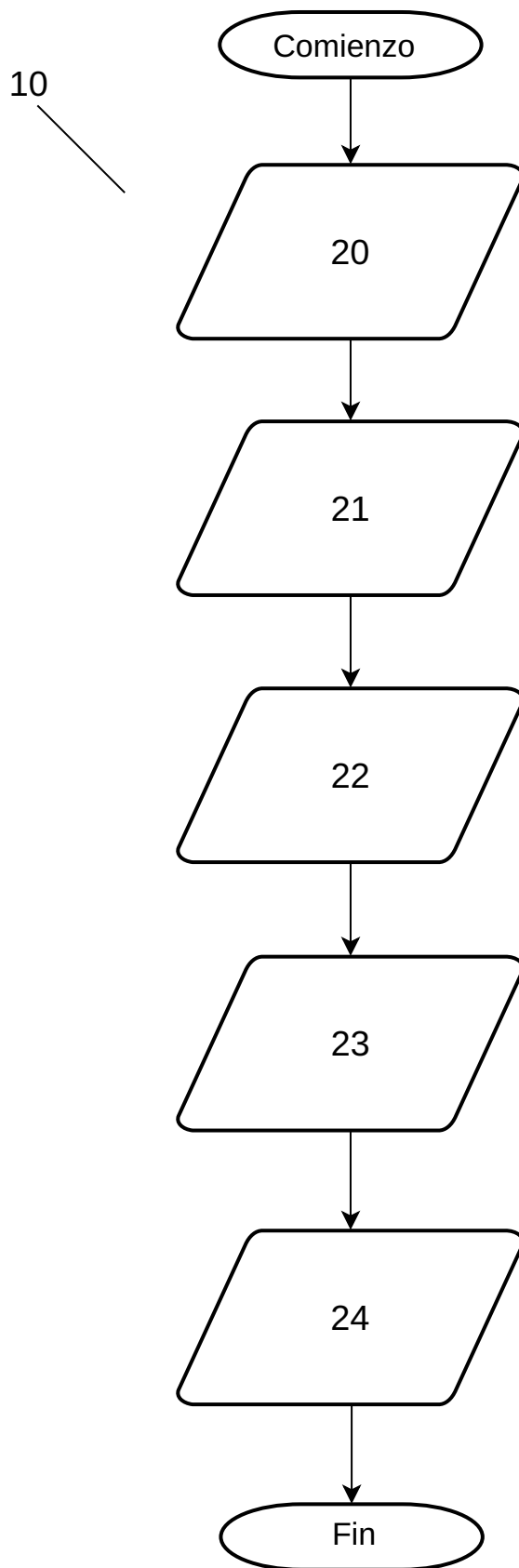


FIG. 5

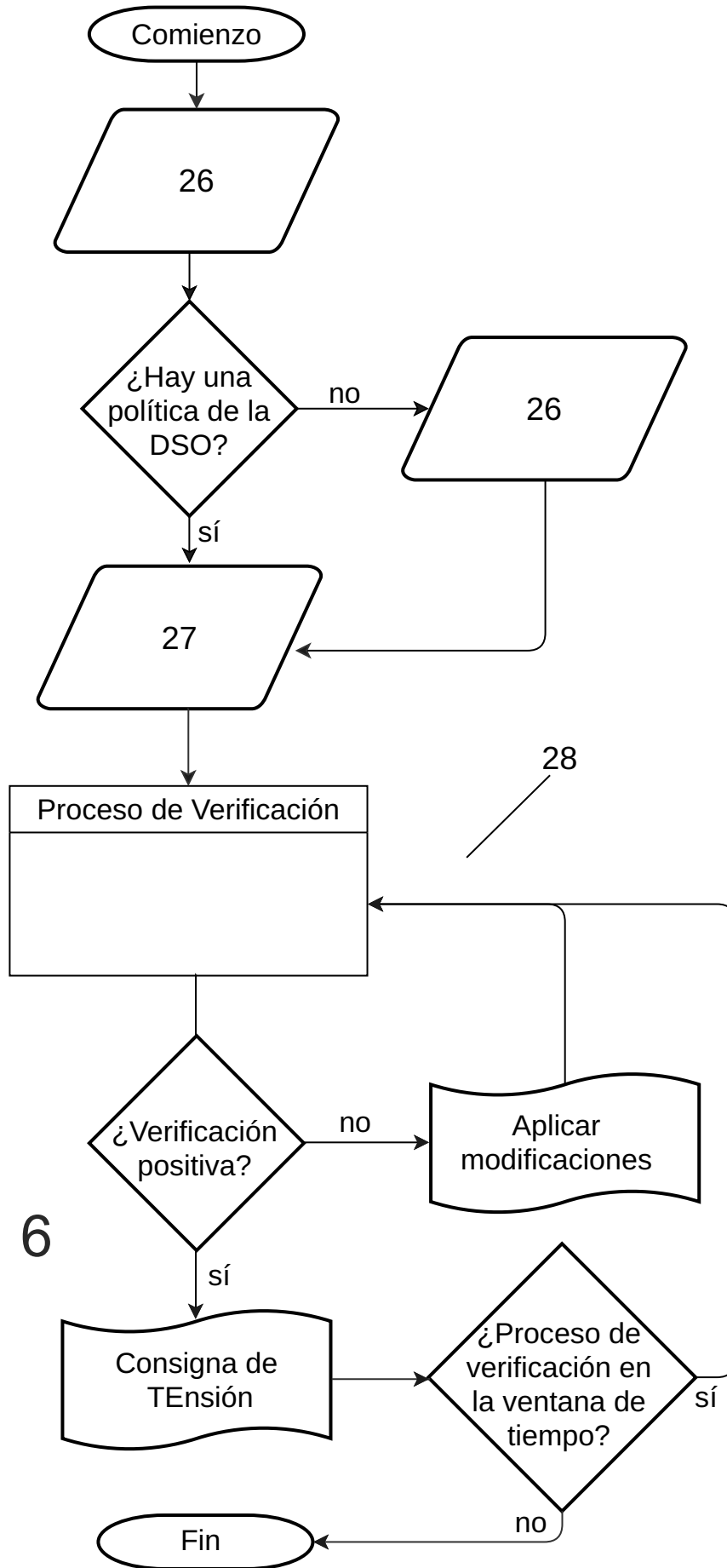


FIG. 6

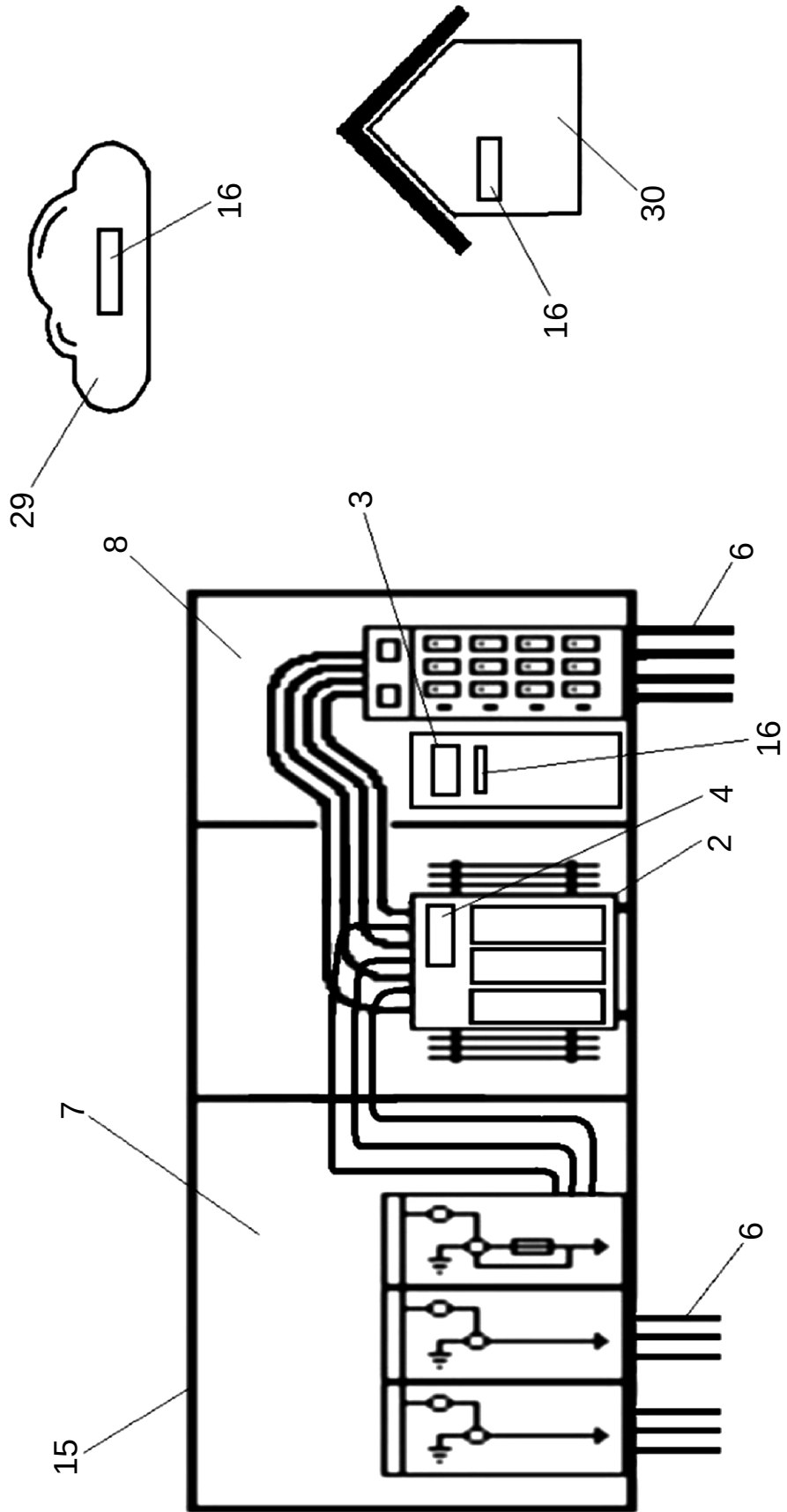


FIG. 7

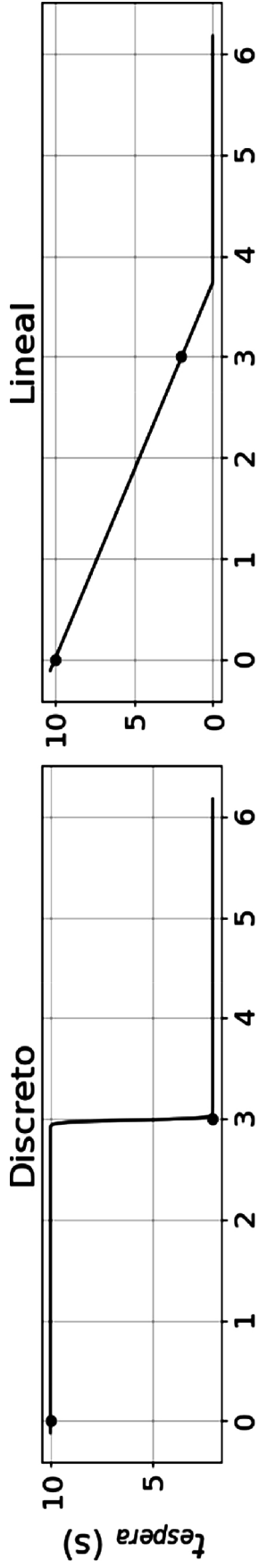


FIG. 8a

FIG. 8b

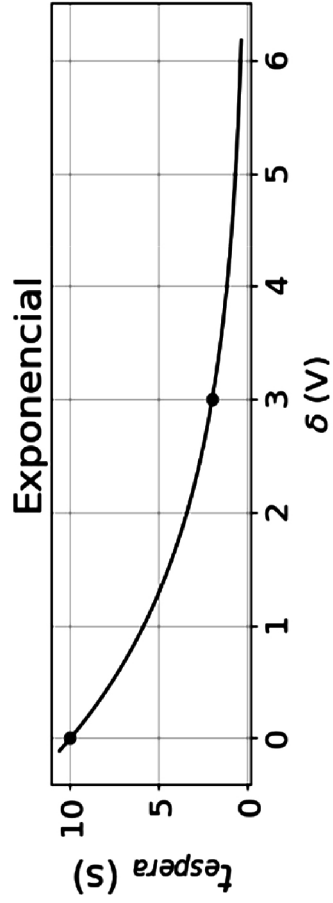


FIG. 8c

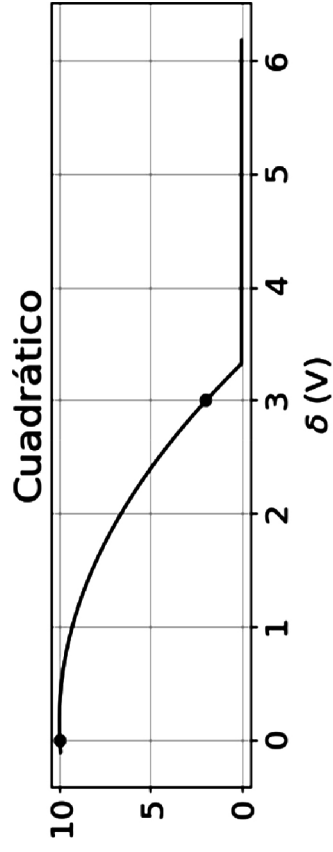


FIG. 8d

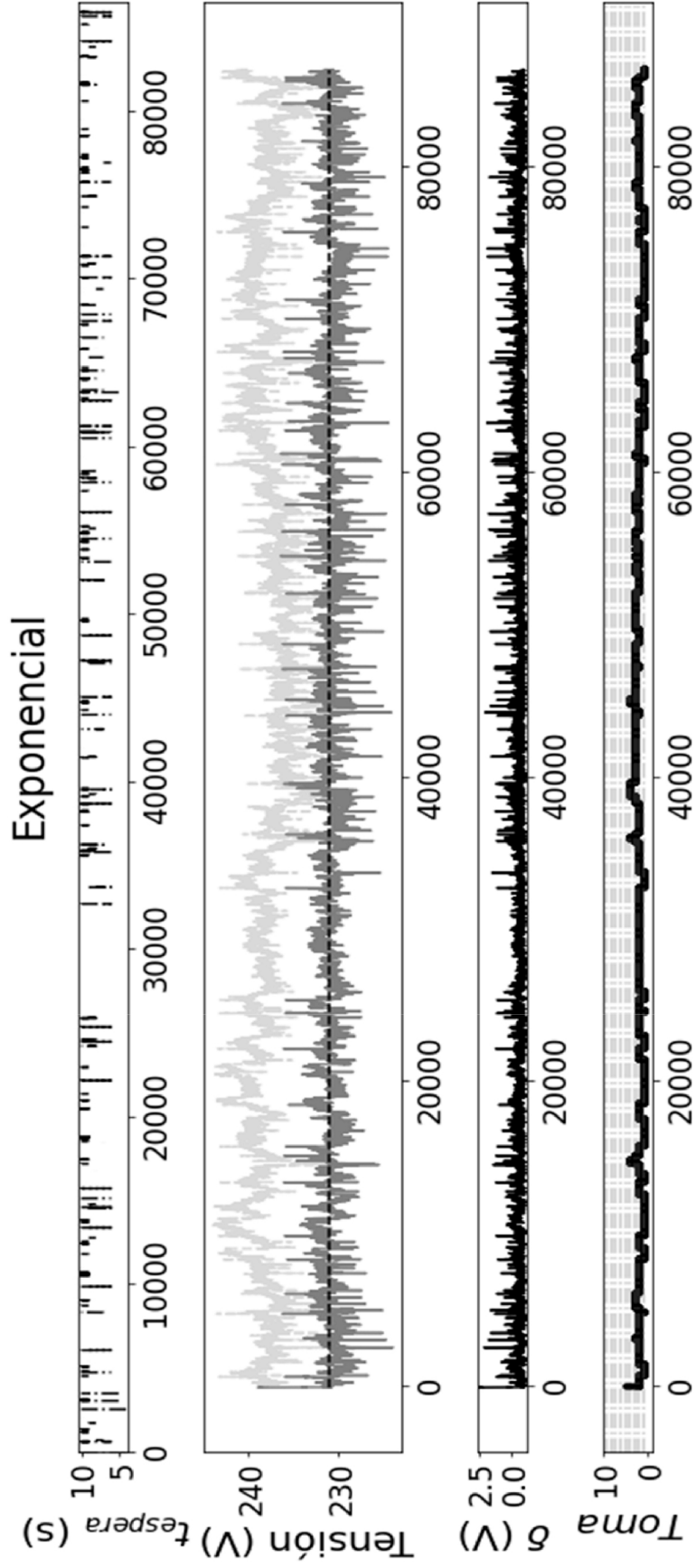


FIG. 9



②① N.º solicitud: 202230196

②② Fecha de presentación de la solicitud: 10.03.2022

③② Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

⑤① Int. ci.: Ver Hoja Adicional

DOCUMENTOS RELEVANTES

| Categoría | ⑤⑥ Documentos citados | Reivindicaciones afectadas |
|-----------|---|----------------------------|
| X | DISFANI, VAHID RASOULI; UBIRATAN, PABLO; KLEISSL, JAN: "Model predictive on-load tap changer control for high penetrations of PV using high resolution resources assessment with sky imager". 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 17/07/2016, Páginas 1-5, <DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741275>. | 1-3, 7-15 |
| Y | | 4-6 |
| Y | KR 20160036313 A (KOREA ELECTRIC POWER CORP [KR]) 04/04/2016, Párrafos [0055]-[0059]. | 4-6 |
| X | BAERTHLEIN, E.-M.; HARTUNG, M.; PANOSYAN, A.: "Variable voltage set point control of tap changers in distribution grids". IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, 12/10/2014, Páginas 1-6, <DOI: 10.1109/ISGTEurope.2014.7028879>. | 1-3, 7-15 |
| X | NEAGU, BOGDAN CONSTANTIN; GRIGORAS, GHEORGHE: "Optimal Voltage Control in Power Distribution Networks Using an Adaptive On-Load Tap Changer Transformers Techniques". 2019 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), 09/10/2019, Páginas 1-6, <DOI: 10.1109/SIELMEN.2019.8905904>. | 1-3, 7-15 |
| A | EP 3780038 A1 (UNIVERSIDAD DE SEVILLA) 17/02/2021, Resumen, párrafos [0008]- [0014]. | 1-15 |

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

para todas las reivindicaciones

para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
21.10.2022

Examinador
L. J. García Aparicio

Página
1/2

CLASIFICACIÓN OBJETO DE LA SOLICITUD

H02J3/18 (2006.01)

H01F29/04 (2006.01)

H01H9/00 (2006.01)

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

H02J, H01F, H01H

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC, INSPEC, XPESP, XPIEE, XPI3E