

SISTEMAS Y MÉTODOS PARA OPERAR UNA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente divulgación se refiere al campo de las líneas eléctricas aéreas y a los métodos para el funcionamiento y la gestión de líneas eléctricas aéreas dentro de una red eléctrica.

RESUMEN

[0002] En una realización, se describe un método para operar una línea eléctrica aérea. El método incluye los pasos de recopilar datos de condición distribuidos en un primer momento a partir de un sensor de fibra óptica que se extiende a lo largo de un cable eléctrico aéreo mientras la línea eléctrica aérea está energizada. El cable eléctrico aéreo incluye un miembro de resistencia compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que rodea al miembro de resistencia compuesto reforzado con fibra. Los datos de condición distribuidos incluyen al menos uno de los datos de temperatura del cable distribuidos y los datos de tensión del cable distribuidos. El método también incluye el paso de ajustar la corriente en el cable eléctrico aéreo desde una primera corriente a una segunda corriente, en el que el ajuste reduce la diferencia absoluta entre la primera corriente y una corriente admisible.

[0003] El método anterior está sujeto a una serie de mejoras, caracterizaciones e implementaciones, que pueden aplicarse al método anterior de forma individual o en cualquier combinación.

[0004] En una caracterización: el método incluye además el paso de determinar la corriente admisible para el cable eléctrico aéreo a partir de los datos de condición distribuidos. En una mejora, la corriente admisible es mayor que la primera corriente, y el paso de ajustar la corriente en el cable eléctrico aéreo comprende aumentar la corriente en el cable eléctrico aéreo.

[0005] En otra caracterización, la corriente admisible es inferior a la primera corriente y el paso de ajustar la corriente en el cable eléctrico aéreo comprende disminuir la corriente en el cable eléctrico aéreo. En una implementación, el paso de ajustar la

corriente en el cable eléctrico aéreo comprende desviar la energía eléctrica de la línea eléctrica aérea a una segunda línea eléctrica aérea o a tierra.

[0006] En otra caracterización, el método incluye además la recopilación de datos de condiciones no distribuidas asociados con el cable eléctrico aéreo, en el que el paso de determinar la corriente admisible para el cable eléctrico aéreo comprende complementar los datos de condiciones distribuidas con los datos de condiciones no distribuidas. En una implementación, los datos de condiciones no distribuidas comprenden al menos uno de los siguientes: temperatura ambiente, velocidad del viento, valor de radiación solar y valor de precipitación.

[0007] En otra caracterización, los datos de condición distribuidos comprenden al menos datos de temperatura de cable distribuidos. En una implementación, los datos de temperatura de cable comprenden un valor de temperatura localizado en el cable eléctrico aéreo.

[0008] En otra caracterización, los datos de condición distribuidos comprenden al menos datos de deformación del cable distribuido. En una implementación, los datos de deformación del cable distribuido comprenden un valor de deformación localizado en el cable eléctrico aéreo.

[0009] En otra caracterización, el sensor de fibra óptica está incrustado dentro del elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra.

[0010] En otra caracterización, el paso de recopilar datos de condiciones distribuidas comprende recibir datos de condiciones distribuidas desde un OTDR (reflectómetro óptico en el dominio del tiempo) que está conectado operativamente al sensor de fibra óptica. En una implementación, el OTDR es un BOTDR (reflectómetro óptico Brillouin en el dominio del tiempo). En otra implementación, el OTDR está conectado operativamente a una unidad terminal remota (RTU), y en la que la RTU transmite los datos de condición distribuidos a un servidor de adquisición de datos (DAS). En otra implementación, el DAS transmite datos a un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA).

[0011] En otra realización, se describe un sistema para determinar la potencia nominal de una línea eléctrica. El sistema incluye un sensor de fibra óptica que se

extiende a lo largo de un cable eléctrico aéreo en una línea eléctrica, el cable eléctrico aéreo comprende un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que rodea el elemento de refuerzo, el sensor de fibra óptica está configurado para proporcionar datos de condición distribuidos a lo largo del cable eléctrico aéreo. Un dispositivo de interrogación está conectado operativamente al sensor de fibra óptica y está configurado para interrogar al sensor de fibra óptica y recopilar los datos de condición distribuidos del sensor de fibra óptica, en los que los datos de condición distribuidos incluyen al menos datos de temperatura distribuidos. Un servidor de adquisición de datos (DAS) está configurado para recibir y analizar los datos de condición distribuidos del dispositivo de interrogación.

[0012] El sistema anterior está sujeto a una serie de mejoras, caracterizaciones e implementaciones, que pueden aplicarse al sistema anterior de forma individual o en cualquier combinación.

[0013] En una caracterización, el DAS está configurado para recibir y analizar los datos de condición distribuidos calculando una corriente admisible para el cable eléctrico aéreo basándose en los datos de condición distribuidos y enviando la corriente admisible a un dispositivo de control. En una implementación, el DAS está configurado para recibir y analizar los datos de condición distribuidos calculando la capacidad de conducción de corriente en tiempo real del cable eléctrico aéreo y calculando la tasa de cambio de temperatura del cable eléctrico aéreo en función del cambio en la corriente que fluye a través del cable eléctrico aéreo.

[0014] En otra caracterización, el DAS está configurado para recibir y analizar segundos datos de condición distribuidos desde el dispositivo de interrogación, en los que los segundos datos de condición distribuidos son recopilados por el dispositivo de interrogación en un momento posterior a la recopilación de los primeros datos de condición distribuidos.

[0015] [0015] En otra caracterización, el dispositivo de control es un dispositivo de interfaz hombre-máquina (HMI). En otra caracterización, el dispositivo de control es un controlador automatizado que está programado para ajustar la corriente en el cable eléctrico aéreo basándose en la corriente admisible calculada.

[0016] En otra caracterización, el DAS está integrado operativamente con un sistema de control de supervisión y análisis de datos (SCADA).

[0017] En otra caracterización, el dispositivo de interrogación está además configurado para recopilar datos de condición distribuidos, en los que los datos de condición distribuidos incluyen además datos de deformación distribuidos.

[0018] En otra caracterización, el sensor de fibra óptica está incrustado dentro del elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra.

[0019] En otra caracterización, el dispositivo de interrogación es un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo (OTDR). En una implementación, el dispositivo de interrogación es un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo Brillouin (BOTDR).

[0020] En otra caracterización, el DAS recibe los datos de condición distribuidos desde el dispositivo de interrogación a través de una unidad terminal remota (RTU).

[0021] En otra realización, se describe un método para operar una red eléctrica que comprende una línea eléctrica aérea. La línea eléctrica aérea incluye un cable eléctrico aéreo que tiene un miembro de resistencia compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que rodea al miembro de resistencia compuesto reforzado con fibra. El método incluye el paso de determinar al menos un primer estado de condición ambiental de una región geográfica, en la que al menos una parte de la línea eléctrica aérea está dispuesta dentro de la región geográfica. Se recopilan datos de condición distribuidos a partir de un sensor distribuido asociado con el cable eléctrico aéreo mientras la línea eléctrica aérea está energizada, donde los datos de condición distribuidos comprenden al menos uno de los datos de temperatura del cable, datos de tensión del cable y datos de vibración del cable de al menos la parte de la línea eléctrica aérea que está dispuesta dentro de la región geográfica. El estado de la condición ambiental y los datos de condición distribuidos se proporcionan a un modelo virtual de la red eléctrica.

[0022] El método anterior está sujeto a una serie de mejoras, caracterizaciones e implementaciones, que pueden aplicarse al método anterior de forma individual o en cualquier combinación.

[0023] En otra caracterización, el estado de las condiciones ambientales comprende al menos uno de los siguientes valores: temperatura ambiente, velocidad del viento, radiación solar y precipitación.

[0024] [0024] En otra caracterización, el estado de las condiciones ambientales se determina a partir de un sensor no distribuido. En una implementación, el sensor no distribuido se selecciona entre un sensor de temperatura, un sensor de viento, un sensor de radiación solar y un sensor de precipitación.

[0025] En otra caracterización, el estado de las condiciones ambientales se determina a partir de un informe meteorológico.

[0026] En otra caracterización, el paso de recopilar datos de condición distribuida comprende la recopilación de datos de temperatura del cable distribuido.

[0027] En otra caracterización, el paso de recopilar datos de condición distribuida comprende la recopilación de datos de tensión del cable distribuido.

[0028] En otra caracterización, el paso de recopilar datos de condición distribuida comprende la recopilación de datos de vibración del cable distribuido.

[0029] En otra caracterización, el modelo virtual actualiza los datos históricos del modelo dentro del modelo virtual basándose en el estado de las condiciones ambientales y los datos de condiciones distribuidas introducidos en el modelo virtual. En una implementación, la actualización de los datos históricos del modelo incluye el paso de correlacionar el estado de las condiciones ambientales con los datos de condiciones distribuidos. En una implementación adicional, el método incluye además los pasos de determinar un voltaje o una corriente en al menos la parte de la línea eléctrica aérea que se encuentra dentro de la región geográfica, y correlacionar el voltaje o la corriente determinados en la parte de la línea eléctrica aérea con los datos de condiciones distribuidos. En otra implementación, el método incluye los pasos de recibir un pronóstico meteorológico futuro para la región geográfica y modelar, en el modelo virtual de la red eléctrica, una condición futura de la línea eléctrica basada en el pronóstico meteorológico futuro, el modelado comprende la aplicación del estado de las condiciones ambientales correlacionadas a los datos de condiciones distribuidos. En otra implementación

adicional, el modelado determina un valor de voltaje o corriente proyectado para la parte de la línea eléctrica aérea en la región geográfica, en la que el valor de voltaje o corriente proyectado se determina de tal manera que no se supere una temperatura preseleccionada de la línea eléctrica aérea.

[0030] En otra realización, se describe un sistema para la medición de la temperatura en tiempo real en una línea eléctrica aérea. El sistema incluye un cable eléctrico aéreo que comprende un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que rodea al elemento de refuerzo compuesto, en el que el cable eléctrico aéreo está tendido sobre una pluralidad de torres de soporte. Un sensor de fibra óptica está incrustado dentro del elemento de refuerzo compuesto y se extiende a lo largo de este, el sensor de fibra óptica comprende un núcleo de fibra de vidrio y un recubrimiento polimérico con un espesor de al menos unos 250 μm que rodea el núcleo de fibra de vidrio, el sensor de fibra óptica tiene un diámetro exterior de al menos unos 600 μm . Un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo (OTDR) está conectado de manera operativa a un primer extremo del sensor de fibra óptica, en el que el OTDR está configurado para medir al menos datos del perfil de temperatura a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica.

[0031] El sistema anterior está sujeto a una serie de mejoras, caracterizaciones e implementaciones, que pueden aplicarse al sistema anterior de forma individual o en cualquier combinación.

[0032] En otra caracterización, el recubrimiento polimérico que rodea el núcleo de fibra de vidrio tiene un espesor de al menos unos 300 μm . En otra caracterización, el sensor de fibra óptica tiene un diámetro exterior de al menos unos 700 μm .

[0033] En otra caracterización, el recubrimiento polimérico que rodea la fibra de vidrio está fabricado a partir de un polímero termoplástico. En una implementación, el polímero termoplástico se selecciona del grupo que consiste en poliariletercetona (PAEK), un polímero de cristal líquido, una poliamida-imida y polibenzimidazol. En una implementación adicional, el polímero termoplástico es un polímero PAEK. En otra implementación más, el polímero PAEK se selecciona del grupo que consiste en poliéter cetona (PEK), poliéter éter cetona (PEEK), poliéter cetona-cetona (PEKK), poliéter éter

cetona-cetona (PEEKK) y poliéter cetona éter cetona-cetona (PEKEKK). En otra implementación adicional, el polímero PAEK comprende PEEK.

[0034] En otra caracterización, una parte terminal del sensor de fibra óptica se extiende más allá de un primer extremo del miembro de resistencia compuesto. En una implementación, el OTDR está conectado operativamente a la parte terminal del sensor de fibra óptica. En otra implementación, el OTDR es un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo Brillouin (BOTDR).

[0035] En otra caracterización, el sistema incluye una unidad terminal remota (RTU) en comunicación operativa con el OTDR. En una implementación, la RTU está en comunicación operativa con un servidor de adquisición de datos (DAS) para permitir que la RTU transmita los datos del perfil de temperatura a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica al DAS.

[0036] En otra caracterización, el OTDR está en comunicación inalámbrica con un DAS. En otra caracterización, el OTDR está en comunicación con el DAS a través de un cable óptico de tierra (OPGW).

[0037] En otra caracterización, el DAS está configurado para convertir los datos del perfil de temperatura en mediciones de temperatura legibles y para transmitir las mediciones de temperatura legibles a una interfaz hombre-máquina (HMI). En una implementación, la HMI incluye un procesador que está programado para superponer las mediciones de temperatura legibles en un mapa geográfico.

[0038] En otra caracterización, el sensor de fibra óptica es un sensor de fibra óptica único integrado en el miembro de resistencia compuesto.

[0039] En otra caracterización, el OTDR está configurado para medir datos del perfil de deformación a lo largo de la fibra óptica del sensor.

[0040] En otra caracterización, el elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra comprende fibras de refuerzo de carbono en una matriz polimérica. En una implementación, el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra comprende una capa aislante que rodea las fibras de refuerzo de carbono. En otra caracterización,

el conductor eléctrico comprende una pluralidad de hilos de aluminio enrollados alrededor del elemento de resistencia compuesto.

[0041] Estas y otras realizaciones, caracterizaciones e implementaciones de sistemas y métodos serán evidentes a partir de la siguiente descripción.

DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0042] La **FIG. 1** ilustra una parte de una línea eléctrica aérea.

[0043] La **FIG. 2** ilustra una vista transversal de un aparato de terminación en terminal ensamblado.

[0044] La **FIG. 3** ilustra una vista en perspectiva de un aparato de terminación sin salida ensamblado y engarzado.

[0045] La **FIG. 4** ilustra una vista transversal de un empalme útil para conectar dos segmentos de cable eléctrico.

[0046] Las **FIGS. 5A y 5B** ilustran vistas en perspectiva de cables eléctricos aéreos que incluyen elementos de refuerzo compuestos reforzados con fibra.

[0047] Las **FIGS. 6A y 6B** ilustran vistas transversales de elementos de refuerzo compuestos reforzados con fibra que incorporan fibras ópticas incrustadas en el material compuesto reforzado con fibra.

[0048] La **FIG. 7** ilustra una vista en perspectiva de un cable eléctrico aéreo que incorpora una fibra óptica en una superficie del elemento de refuerzo.

[0049] La **FIG. 8** muestra una vista en perspectiva de una parte de una línea de transmisión que incorpora varios sensores no distribuidos.

[0050] La **FIG. 9** muestra una vista transversal de un sensor no distribuido dispuesto dentro de un aparato de terminal.

[0051] La **FIG. 10** ilustra esquemáticamente un sistema de interrogación que muestra la comunicación entre varios componentes del sistema.

[0052] La **FIG. 11** ilustra un sistema de interrogación que incluye un sensor no distribuido fijado a un cable eléctrico.

DESCRIPCIÓN

[0053] Una red eléctrica es un sistema interconectado que produce y distribuye electricidad, es decir, energía eléctrica, a los usuarios finales. En términos generales, una red eléctrica se compone de fuentes de generación de energía que producen la energía eléctrica, líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica a largas distancias a alta tensión, subestaciones que incluyen transformadores para reducir o aumentar la tensión eléctrica, y líneas de distribución para distribuir la energía eléctrica a los usuarios finales a tensiones más bajas. Las líneas de transmisión son predominantemente líneas de transmisión aéreas que incluyen una pluralidad de cables eléctricos suspendidos sobre torres de soporte, también conocidas como torres de alta tensión. Los cables eléctricos suspendidos conducen la electricidad a un voltaje relativamente alto, por ejemplo, alrededor de 60 kV o más. Dado que la electricidad en una red eléctrica se transmite predominantemente en forma de corriente alterna (CA), cada línea de transmisión incluye al menos tres cables eléctricos para transmitir la electricidad en tres fases. Cada conjunto de tres cables eléctricos puede caracterizarse como un único circuito eléctrico. Las líneas de transmisión pueden estar compuestas por un único circuito eléctrico o por dos o más circuitos eléctricos, es decir, dos o más líneas eléctricas aéreas.

[0054] De manera similar, las líneas de distribución están configuradas para transportar electricidad a voltajes más bajos, por ejemplo, inferiores a unos 60 kV, a distancias más cortas utilizando cables eléctricos aéreos, normalmente en una configuración de CA.

[0055] La presente divulgación se refiere a sistemas y métodos para el funcionamiento de una línea eléctrica aérea, por ejemplo, como componente de una red eléctrica. Aunque la siguiente divulgación se refiere principalmente a la transmisión y/o distribución de electricidad en una configuración de CA trifásica, los sistemas y métodos

aquí descritos también pueden aplicarse a una línea eléctrica de CC (corriente continua). Por lo tanto, tal y como se utiliza en el presente documento, el término «línea eléctrica aérea» abarca tanto las líneas de transmisión aéreas como las líneas de distribución aéreas y se utiliza para referirse a un solo cable eléctrico en el caso de la energía de CC o a tres cables eléctricos que forman un circuito eléctrico en el caso de la energía de CA. En cualquier caso, las líneas eléctricas aéreas incluyen cables conductores de electricidad largos que se sostienen sobre el suelo mediante una serie de torres de soporte. Como se describe a continuación, las líneas eléctricas aéreas también incluyen otros componentes críticos, como herrajes para fijar los cables eléctricos a las torres de soporte y aislantes para evitar la fuga de corriente eléctrica de los cables eléctricos al terreno subyacente.

[0056] La **FIG. 1** ilustra una línea eléctrica aérea **10**, concretamente una línea de transmisión aérea. La línea de transmisión **10** incluye cables eléctricos aéreos que conducen la electricidad y que se sostienen sobre el terreno mediante dos o más torres de soporte, como las torres de soporte **12a/12b/12c**. Concretamente, la línea de transmisión **10** incluye dos circuitos eléctricos, cada uno de los cuales incluye tres cables eléctricos para la transmisión de corriente alterna (AC). Las líneas de transmisión pueden extenderse a lo largo de muchos kilómetros, lo que requiere cables eléctricos extremadamente largos. Como resultado, el cable eléctrico suele estar compuesto por dos o más segmentos de cable eléctrico que se unen eléctricamente entre sí para formar una vía eléctrica continua a lo largo de la línea de transmisión.

[0057] Como se ha señalado anteriormente, una de las funciones de las torres de soporte es elevar de forma segura los cables eléctricos por encima del terreno. A este respecto, los cables eléctricos se fijan a las torres de soporte utilizando diferentes tipos de herrajes. Algunas de las torres de soporte se denominan torres de extremo o torres de anclaje, como la torre **12a**. Las torres de extremo se encuentran en los puntos de terminación, por ejemplo, en subestaciones o en lugares donde la línea eléctrica se soterra. Las torres de extremo, como la torre **12a**, también pueden ser necesarias cuando los cables eléctricos cambian de dirección (por ejemplo, hacen un giro), cruzan una carretera u otra estructura donde existe un alto riesgo de daños o lesiones si el cable

eléctrico falla, o a intervalos regulares en un trayecto largo y recto. En tales casos, dos segmentos de cable eléctrico se fijan mecánicamente a la torre de extremo bajo alta tensión y se conectan eléctricamente para formar una vía eléctrica continua. Como se ilustra en la **FIG. 1**, el segmento de cable eléctrico **11a** se fija (por ejemplo, se ancla) a la torre **12a** mediante un extremo sin salida **13** (por ejemplo, una abrazadera de tensión) y se conecta eléctricamente a un segmento de cable eléctrico adyacente **11b** a través de un puente eléctrico **14**. Los segmentos de cable eléctrico **11a/11b** están aislados de la torre de soporte **12a** mediante una cadena de aislantes **15**.

[0058] Otro componente de hardware que puede utilizarse en una línea eléctrica es lo que se conoce como empalme. Si bien la longitud de un solo segmento de cable aéreo puede ser de varios miles de metros, una línea de transmisión puede abarcar varios cientos de kilómetros a lo largo de los cuales debe transmitirse la energía eléctrica. Para cubrir estas distancias, los operarios deben unir ocasionalmente dos segmentos de cable eléctrico, por ejemplo, entre torres de soporte. En este caso, se pueden utilizar uno o más empalmes para unir dos segmentos de cable eléctrico. El empalme funciona como una unión mecánica que mantiene unidos los dos extremos de los segmentos de cable eléctrico y como una unión eléctrica que permite que la corriente eléctrica fluya a través del empalme. Como se ilustra en la **FIG. 1**, un empalme **16** conecta operativamente el segmento de cable eléctrico **11c** al segmento de cable eléctrico **11d** para formar una unión mecánica y una vía eléctrica continua.

[0059] La **FIG. 2** ilustra una sección transversal de un aparato de terminación ensamblado (por ejemplo, un terminal) como el terminal **13** ilustrado en la **FIG. 1**. El terminal **20** ilustrado en la **FIG. 2** es similar al ilustrado y descrito en la publicación PCT n.º WO 2005/041358 de Bryant y en la patente estadounidense n.º 8.022.301 de Bryant et al., cada una de las cuales se incorpora aquí por referencia en su totalidad.

[0060] En términos generales, el extremo ciego **20** incluye un conjunto de sujeción **21** y un conector **22** para anclar el extremo ciego **20**, por ejemplo, a una torre, como se ilustra en la **FIG. 1**, con un sujetador **23** dispuesto en un extremo proximal del extremo ciego **20**. En el extremo distal del terminal **20**, opuesto al sujetador **23**, el terminal **20** está conectado operativamente a un segmento de cable eléctrico aéreo **11** que incluye un

conductor eléctrico **24** que rodea y está soportado por un miembro de resistencia **25**, por ejemplo, un miembro de resistencia compuesto reforzado con fibra, a veces denominado núcleo.

[0061] El conjunto de sujeción **21** sujeta firmemente el elemento de refuerzo **25** para fijar el segmento de cable eléctrico aéreo **11** al terminal **20**. Como se ilustra en la **FIG. 2**, el conjunto de sujeción **21** incluye un accesorio de compresión (por ejemplo, un accesorio de tipo cuña), concretamente una pinza **26** con un lumen de pinza **27** (por ejemplo, un orificio) que rodea y sujeta el elemento de resistencia **25**. La pinza **26** está dispuesta en una carcasa de pinza **28** y, a medida que se tensa el segmento de cable eléctrico **11** (por ejemplo, se tira de él hacia las torres de soporte), se produce fricción entre el elemento de resistencia **25** y la pinza **26** a medida que la pinza se introduce más en la carcasa de pinza **28**. La forma cónica exterior de la pinza **26** y la forma de embudo interior de la carcasa de la pinza **28** aumentan la compresión sobre el elemento de resistencia **25**, lo que garantiza que el elemento de resistencia no se salga de la pinza **26** y, por lo tanto, que el segmento de cable eléctrico aéreo **11** quede fijado al terminal **20**.

[0062] El conector **22** incluye el elemento de sujeción **23** (por ejemplo, un perno de ojo) y roscas de acoplamiento del conjunto de sujeción **34** dispuestas en un extremo del conjunto de sujeción **36** de un cuerpo de conector **35**. Las roscas de acoplamiento **34** del conjunto de sujeción están configuradas para acoplarse operativamente con las roscas de acoplamiento **37** del conector en una superficie interior de la carcasa del collarín **28** para facilitar el movimiento del conector **22** contra el collarín **26**, empujando el collarín **26** hacia dentro de la carcasa del collarín **28** cuando las roscas de acoplamiento **34** y **37** se acoplan y el conector **22** gira con respecto a la carcasa del collarín **28**. Esto refuerza la sujeción por compresión de la pinza **26** sobre el elemento de resistencia **25**, fijando aún más el cable eléctrico aéreo **11** al terminal **20**. El sujetador **23** está configurado para fijarse a una torre terminal, tal y como se ilustra en la **FIG. 1**, para fijar el terminal **20** y, por lo tanto, el cable eléctrico **11**, a la torre terminal.

[0063] Como se ilustra en la **FIG. 2**, se dispone un manguito exterior **29** sobre el conjunto de sujeción **21** y un extremo del segmento de cable eléctrico **11**. El manguito exterior **29** incluye un cuerpo conductor **30** para facilitar una vía eléctrica continua entre

el conductor eléctrico **24** y una placa puente **31**. Se puede colocar un manguito interior **32** (por ejemplo, un manguito interior conductor) entre el conductor **24** y el cuerpo conductor **30** para facilitar la conexión eléctrica entre el conductor y el cuerpo conductor. El cuerpo conductor **30** puede estar fabricado en aluminio y la placa puente **31** puede estar formada integralmente con el cuerpo conductor o soldada a él. La placa puente **31** está configurada para fijarse a una placa conector **33** con el fin de facilitar la formación de una vía eléctrica entre el segmento de cable eléctrico **11** y otro segmento de cable eléctrico (no ilustrado), por ejemplo, a través de un cable puente como se ilustra en la **FIG. 1**.

[0064] La **FIG. 3** ilustra una vista en perspectiva de un extremo ciego **13** que ha sido engarzado (por ejemplo, comprimido) en un segmento de cable eléctrico aéreo **11**. El extremo ciego **13** incluye un conector con un sujetador **23** que se extiende hacia afuera desde un extremo proximal de un manguito exterior **29**. Una placa puente **31** está formada integralmente con el cuerpo del manguito conductor exterior **30** para la conexión eléctrica a una placa de conexión, como se ilustra en la **FIG. 2**. Como se ilustra en la **FIG. 3**, el cuerpo conductor del manguito exterior **30** está engarzado sobre (por ejemplo, engarzado en) dos regiones de la estructura subyacente, a saber, la región del cuerpo del manguito engarzado **30a** y la región del cuerpo del manguito engarzado **30b**. La región del cuerpo del manguito engarzado **30b** se sitúa generalmente sobre una parte intermedia del conector subyacente y la región del manguito engarzado **30a** se sitúa generalmente sobre una parte del segmento del cable eléctrico **11** (por ejemplo, véase la **FIG. 2**). Las fuerzas de compresión ejercidas sobre el cuerpo del manguito exterior **29** durante la operación de engarzado se transfieren a los componentes subyacentes, es decir, al conector situado debajo de la zona engarzada **30b** y a una parte del segmento de cable eléctrico **11** situada debajo de la zona engarzada **30a**, para fijar de forma permanente el cuerpo conductor **30** al segmento de cable eléctrico **11** y al conector subyacente.

[0065] El terminal descrito a grandes rasgos en las **FIGS. 2 y 3** puede utilizarse con diversas configuraciones de cables eléctricos aéreos. El terminal ilustrado en las **FIGS. 2 y 3** es especialmente útil con cables eléctricos aéreos que tienen un elemento de

refuerzo compuesto reforzado con fibra. Por ejemplo, un elemento de sujeción con cuña de compresión, por ejemplo, que tiene un collarín dispuesto en una carcasa de collarín (por ejemplo, **FIG. 2**), permite sujetar un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra bajo una fuerza de compresión elevada sin riesgo significativo de fracturar el material compuesto. Sin embargo, los expertos en la materia reconocerán que en la técnica se describen otras configuraciones para dichos terminales y que las ilustraciones anteriores son meros ejemplos de una configuración que puede utilizarse para fijar un segmento de cable eléctrico aéreo a una estructura, como una torre de soporte.

[0066] La **FIG. 4** ilustra una vista transversal de un empalme **16**, por ejemplo, un empalme como el ilustrado en la **FIG. 1**. Como se ilustra en la **FIG. 1**, un empalme está configurado para conectar mecánica y eléctricamente los extremos de dos segmentos de cable aéreo para formar una vía eléctrica continua entre los dos segmentos de cable. Como se ilustra en la **FIG. 4**, el empalme **16** conecta dos segmentos de cable eléctrico **11a** y **11b**. El empalme **16** incluye conjuntos de sujeción **21a** y **21b** que sujetan operativamente los segmentos de cable eléctrico **11a** y **11b**, respectivamente. Los conjuntos de sujeción pueden incluir una configuración de pinza y carcasa como se ilustra en la **FIG. 2**, por ejemplo. Para unir mecánicamente los dos segmentos de cable eléctrico, los conjuntos de sujeción **21a/21b** se conectan, por ejemplo, mediante roscado, a un único conector **22**. Para formar una vía eléctrica continua entre los cables eléctricos **11a/11b**, por ejemplo, entre dos conductores eléctricos **24a/24b**, se coloca un manguito exterior conductor **29** sobre la estructura subyacente y se engarza al menos en el cuerpo del conector **22** y en los extremos de los cables eléctricos **24a** y **24b**. Se pueden insertar manguitos interiores conductores **32a/32b** entre los conductores **24a/24b** y el manguito exterior **29** para facilitar una conexión eléctrica robusta entre ellos. Al igual que con los extremos muertos ilustrados en las **FIGS. 2** y **3**, los expertos en la materia reconocerán que en la técnica se describen otras configuraciones para empalmes y que la ilustración anterior es solo un ejemplo que puede utilizarse para conectar eléctrica y mecánicamente dos segmentos de cable eléctrico.

[0067] Los sistemas y métodos descritos en el presente documento pueden implementarse con líneas eléctricas que incorporen cables eléctricos aéreos con

diversas configuraciones. Una configuración tradicional es la denominada cable de aluminio con refuerzo de acero (ACSR), en la que los hilos conductores exteriores de aluminio están soportados por un elemento de refuerzo que tiene una pluralidad de alambres de acero que están trenzados, por ejemplo, entrelazados, para formar el elemento de refuerzo. Otras configuraciones que implementan un elemento de resistencia formado por una pluralidad de alambres metálicos trenzados incluyen los cables de aluminio con núcleo de acero (ACSS). Estas y otras configuraciones similares son conocidas por los expertos en la materia.

[0068] Si bien los sistemas y métodos descritos en el presente documento pueden implementarse con líneas eléctricas que incorporan estos tipos tradicionales de cables eléctricos aéreos, en determinadas realizaciones los sistemas y métodos son particularmente útiles cuando las líneas eléctricas incorporan uno o más segmentos de cable eléctrico que utilizan un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra. Tal y como se utiliza en el presente documento, un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra es un elemento de refuerzo que incluye un elemento estructural alargado que comprende fibras de refuerzo en una matriz aglutinante. Dichos materiales compuestos ofrecen muchas ventajas, entre ellas su ligereza y sus propiedades mecánicas ventajosas, como una alta resistencia a la tracción y un bajo coeficiente de expansión térmica (CTE) en comparación con los elementos de refuerzo metálicos, como los alambres de acero, por ejemplo. Dicho elemento de resistencia puede comprender un único elemento de resistencia reforzado con fibra (es decir, no más de uno) (por ejemplo, un elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra de una sola pieza), o puede estar compuesto por varios elementos de resistencia compuestos reforzados con fibra que se combinan (por ejemplo, trenzados, trenzados o agrupados de otro modo) para formar el elemento de resistencia. Por lo tanto, en la presente divulgación se pueden utilizar indistintamente los términos «elemento de resistencia» y «elemento de refuerzo», especialmente cuando el elemento de resistencia incluye un único elemento de refuerzo.

[0069] Los sistemas y métodos descritos en este documento pueden utilizarse con líneas eléctricas que tengan uno o más segmentos de cable eléctrico que incorporen elementos de refuerzo y al menos un elemento sensor distribuido. Un elemento sensor distribuido es un cable o hebra alargada que permite obtener datos específicos de la

ubicación a lo largo de su longitud. En una caracterización particular, el elemento sensor distribuido comprende al menos una fibra óptica, por ejemplo, un sensor de fibra óptica. En este documento, el término fibra óptica se refiere a una fibra alargada y continua configurada para transmitir la luz incidente a lo largo de la fibra. Normalmente, las fibras ópticas de vidrio incluyen un núcleo transmisor y una capa de revestimiento que rodea el núcleo, fabricada con un material diferente (por ejemplo, con un índice de refracción diferente) para reducir la pérdida de luz fuera del núcleo transmisor y a través del exterior de la fibra óptica. Las fibras ópticas pueden ser monomodo o multimodo. Una fibra óptica monomodo tiene un núcleo transmisor de pequeño diámetro (p. ej., de aproximadamente 9 μm) rodeado por un revestimiento y con un diámetro total de aproximadamente 125 μm . Las fibras monomodo están configuradas para permitir la propagación de un solo modo de luz. Una fibra óptica multimodo tiene un núcleo transmisor más grande, p. ej., de aproximadamente 50 μm de diámetro o mayor, que permite la propagación de múltiples modos de luz. Las fibras ópticas multimodo también incluyen un revestimiento que rodea el núcleo transmisor. Las fibras ópticas pueden fabricarse completamente con uno o más polímeros. Sin embargo, las fibras ópticas de polímero pueden no tener la atenuación óptica ni la resistencia térmica suficientes para soportar la fabricación o el uso del elemento de refuerzo que las incorpora. En este sentido, se prefieren las fibras ópticas de vidrio para su uso como sensor de fibra óptica, por ejemplo, debido a su baja atenuación.

[0070] [0070] En una caracterización, la fibra óptica puede caracterizarse por tener un núcleo de fibra de vidrio y un recubrimiento polimérico con un espesor de al menos unos 250 μm que rodea el núcleo de fibra de vidrio, donde la fibra óptica tiene un diámetro exterior de al menos unos 600 μm . Por ejemplo, el recubrimiento polimérico que rodea el núcleo de fibra de vidrio puede tener un espesor de al menos unos 300 μm . En otro ejemplo, la fibra óptica tiene un diámetro exterior de al menos unos 700 μm , como por ejemplo al menos unos 800 μm . El recubrimiento polimérico que rodea el núcleo de vidrio puede fabricarse ventajosamente a partir de un polímero termoplástico y, en una construcción, el polímero termoplástico se selecciona del grupo que consiste en poliariletercetona (PAEK), un polímero de cristal líquido, una poliamida-imida y polibenzimidazol. Por ejemplo, el polímero termoplástico puede ser un polímero PAEK,

por ejemplo, un polímero PAEK seleccionado del grupo que consiste en poliétercetona (PEK), poliéterétercetona (PEEK), poliétercetona-cetona (PEKK), poliéterétercetona-cetona (PEEKK) y poliétercetona-étercetona-cetona (PEKEKK).

[0071] Aunque la presente divulgación contempla el uso de otros tipos de elementos sensores distribuidos, esta divulgación se referirá generalmente al uso de sensores de fibra óptica. Sin embargo, debe entenderse que la presente divulgación no se limita estrictamente al uso de fibras ópticas como elemento sensor distribuido, ya que pueden utilizarse otros elementos sensores distribuidos.

[0072] Como se ha señalado anteriormente, los cables eléctricos aéreos suelen incluir un elemento de resistencia central y un conductor eléctrico dispuesto alrededor del elemento de resistencia y soportado por este. Aunque el elemento de resistencia se ha fabricado tradicionalmente con acero, estos elementos de resistencia de acero están siendo sustituidos cada vez más por elementos de resistencia fabricados con materiales compuestos, en particular con materiales compuestos reforzados con fibra, que ofrecen muchas ventajas significativas. Dichos elementos de refuerzo compuestos reforzados con fibra pueden incluir un único elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra, como se ilustra en la **FIG. 5A**. Alternativamente, el elemento de refuerzo compuesto puede estar compuesto por una pluralidad de elementos de refuerzo compuestos reforzados con fibra individuales (por ejemplo, varillas individuales) que se combinan operativamente (por ejemplo, trenzados o entrelazados) para formar el elemento de refuerzo, como se ilustra en la **FIG. 5B**.

[0073] En referencia a la **FIG. 5A**, el cable eléctrico aéreo **11A** incluye un conductor eléctrico **24A** que comprende una capa de primeros hilos conductores **40a** enrollados helicoidalmente alrededor de un elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra **25A**, que a su vez comprende un único elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra. Una segunda capa de hilos conductores **40b** enrolla helicoidalmente los primeros hilos conductores **40a** para aumentar el volumen del conductor eléctrico **24A**. Los hilos conductores **40a/40b** pueden fabricarse con metales conductores como el cobre o el aluminio, y para su uso en cables eléctricos aéreos desnudos se fabrican típicamente con aluminio, por ejemplo, aluminio endurecido, aluminio recocido o

aleaciones de aluminio. Los materiales conductores, como el aluminio, no poseen suficientes propiedades mecánicas (como resistencia a la tracción) para ser autoportantes al tenderse entre torres de soporte, lo que requiere el uso del elemento de refuerzo **25A**. En la configuración ilustrada en la **FIG. 5A**, el elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra **25A** incluye un único elemento de refuerzo con una sección de alta resistencia a la tracción **41a** (por ejemplo, compuesta por fibras de carbono) rodeada por una capa galvánica **42a** que evita reacciones adversas entre el carbono de la sección de alta resistencia a la tracción **41a** y los filamentos de aluminio **40a**. La capa galvánica **42a** está compuesta por fibras de vidrio dispuestas en una matriz aglutinante y está formada integralmente, por ejemplo, mediante pultrusión, con la sección de alta resistencia a la tracción **41a**. Alternativamente, se puede formar una capa galvánica alrededor de una sección de alta resistencia a la tracción envolviéndola con una cinta o aplicando un polímero.

[0074] La **FIG. 5B** ilustra una realización de un cable eléctrico aéreo **11B** que es similar al cable eléctrico ilustrado en la **FIG. 5A**, en la que el elemento de resistencia **25B** comprende una pluralidad de elementos de resistencia reforzados con fibra individuales (por ejemplo, el elemento de resistencia **43B**) que se trenzan juntos para formar el elemento de resistencia **25B**. Aunque en la **FIG. 5B** se ilustra con siete elementos de resistencia individuales, los elementos de resistencia de múltiples elementos pueden incluir cualquier número de elementos de resistencia que sea adecuado para una aplicación concreta. Los elementos de resistencia individuales pueden estar formados con fibras de carbono y cada elemento puede incluir una capa galvánica, tal y como se ilustra en la **FIG. 5A**. Alternativamente, o además, el haz de elementos de resistencia puede estar completamente rodeado por una capa galvánica **42a**, por ejemplo, envolviendo una cinta aislante alrededor del haz de elementos de resistencia. Ejemplos de tales elementos de resistencia compuestos de múltiples elementos incluyen, entre otros: el elemento de resistencia compuesto de matriz de aluminio de múltiples elementos ilustrado en la patente estadounidense n.º 6.245.425 de McCullough et al.; el elemento de resistencia compuesto de fibra de carbono de múltiples elementos ilustrado en la patente estadounidense n.º 6.015.953 de Tosaka et al.; y el elemento de resistencia compuesto de múltiples elementos ilustrado en la patente estadounidense n.º 9.685.257

de Daniel et al. Cada una de estas patentes estadounidenses se incorpora aquí como referencia en su totalidad. En los cables eléctricos se pueden utilizar otras configuraciones para el elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra.

[0075] Como se ha señalado anteriormente, el compuesto reforzado con fibra a partir del cual se fabrica el elemento de resistencia reforzado con fibra incluye fibras de refuerzo que están dispuestas de manera operativa en una matriz aglutinante. Las fibras de refuerzo son típicamente fibras de refuerzo sustancialmente continuas que se extienden a lo largo del compuesto reforzado con fibra, aunque el compuesto reforzado con fibra puede incluir fibras de refuerzo cortas (por ejemplo, fibras capilares o fibras cortadas) que están dispersas a través de la matriz aglutinante. Las fibras de refuerzo pueden seleccionarse entre una amplia gama de materiales, que incluyen, entre otros, carbono, vidrio, boro, óxidos metálicos, carburos metálicos, polímeros de alta resistencia, como fibras de aramida o fibras de fluoropolímero, fibras de basalto y similares. Las fibras de carbono son particularmente ventajosas debido a su muy alta resistencia a la tracción y/o debido a su coeficiente de expansión térmica (CTE) relativamente bajo.

[0076] La matriz de unión puede incluir, por ejemplo, un plástico (por ejemplo, un polímero) como un polímero termoplástico o un polímero termoestable. La matriz de unión también puede ser una matriz metálica, como una matriz de aluminio. Un ejemplo de un compuesto reforzado con fibra de matriz de aluminio se ilustra en la patente estadounidense n.º 6.245.425 de McCullough et al., que se incorpora aquí como referencia en su totalidad.

[0077] Una configuración de un elemento de refuerzo compuesto para un cable eléctrico aéreo que resulta especialmente ventajosa es la configuración compuesta ACCC®, disponible en CTC Global Corporation, Irvine, California, y que se ilustra en la patente estadounidense n.º 7.368.162 de Hiel et al., mencionada anteriormente. En la realización comercial del cable eléctrico ACCC®, el elemento de resistencia es un elemento de resistencia de un solo elemento de sección transversal sustancialmente circular que incluye un núcleo interno de fibras de carbono de refuerzo sustancialmente continuas dispuestas en una matriz polimérica. El núcleo de fibras de carbono está rodeado por una robusta capa aislante de fibras de vidrio que también están dispuestas

en una matriz polimérica y se seleccionan para aislar las fibras de carbono de los hilos de aluminio conductores circundantes. Véase la **FIG. 5A**. Las fibras de vidrio también tienen un módulo de elasticidad más alto que las fibras de carbono y proporcionan flexibilidad, de modo que el elemento de resistencia y el cable eléctrico pueden enrollarse en una bobina para su almacenamiento y transporte.

[0078] Aunque las características anteriores de un elemento de resistencia reforzado con fibra se describen como deseables para su uso en un cable eléctrico aéreo, también pueden ser deseables características similares cuando los elementos de resistencia descritos en este documento se utilizan en otras estructuras, tales como cables de puentes y cables mensajeros.

[0079] Aunque no se limita a esto, en ciertas implementaciones, los sistemas y métodos para operar una línea eléctrica aérea se basan en la implementación de al menos un sensor distribuido, como un sensor de fibra óptica. En el presente documento, un sensor distribuido es un sensor capaz de obtener datos, por ejemplo, realizar mediciones, a lo largo de una longitud sustancialmente continua. Por ejemplo, un sensor de fibra óptica que se extiende a lo largo de un cable eléctrico permite la detección de temperatura y/o tensión a lo largo de prácticamente toda la longitud del cable. Por lo tanto, los datos recopilados y analizados del sensor distribuido también pueden incluir la identificación de la ubicación de la medición a lo largo del sensor. El sensor distribuido puede asociarse con el cable eléctrico colocándose dentro de este. Por ejemplo, un sensor distribuido puede colocarse dentro de los hilos conductores a lo largo del cable eléctrico. En una caracterización, la fibra óptica está asociada con el elemento de refuerzo de al menos uno de los segmentos del cable eléctrico. Al asociar operativamente la fibra óptica con un elemento de resistencia, puede ser posible determinar ciertas propiedades importantes del elemento de resistencia, como la tensión que experimenta el elemento de resistencia en una ubicación particular.

[0080] En este sentido, al menos una fibra óptica alargada y continua, por ejemplo, un sensor de fibra óptica, puede estar operativamente asociada al elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra. En una configuración, el sensor de fibra óptica puede estar integrado en el compuesto reforzado con fibra (por ejemplo, dentro de la matriz de

unión). El sensor de fibra óptica puede extenderse desde un primer extremo del elemento de refuerzo hasta un segundo extremo, por ejemplo, de modo que se pueda examinar toda la longitud del sensor de fibra óptica, y prácticamente toda la longitud del cable eléctrico aéreo, a través del sensor de fibra óptica. Mediante la selección adecuada del tipo de sensor de fibra óptica y su colocación, se puede examinar el elemento de refuerzo y el segmento de cable eléctrico para evaluar el estado del elemento de refuerzo. Si bien se puede utilizar un solo sensor de fibra óptica en un cable eléctrico aéreo, la eficacia de los sistemas y métodos descritos en este documento puede mejorarse mediante la inclusión de múltiples sensores de fibra óptica, donde al menos uno de ellos esté asociado al elemento de refuerzo.

[0081] En las **FIGS. 6A** y **6B** se ilustran vistas en sección transversal de elementos de refuerzo compuestos de un solo elemento reforzados con fibra. La configuración de los elementos de refuerzo reforzados con fibra es similar a la del elemento de refuerzo ilustrado en la **FIG. 5A**, e incluye una sección interna de fibras de alta resistencia a la tracción rodeada por una capa externa de material aislante, por ejemplo, una sección interna de fibras de carbono rodeada por una capa galvánica externa de fibras de vidrio. Como se ilustra en la **FIG. 6A**, el elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra **25A** incluye un único sensor de fibra óptica **44a** dispuesto centralmente dentro del elemento de refuerzo **25A**, es decir, dentro de la sección de alta resistencia **41A**. Dicho de otra manera, el sensor de fibra óptica **44a** está dispuesto sustancialmente a lo largo de un eje central del elemento de resistencia **25A**. En la configuración ilustrada en la **FIG. 6B**, el elemento de refuerzo está configurado de forma similar a la ilustrada en la **FIG. 6A**. Como se ilustra en la **FIG. 6B**, el elemento de refuerzo **25B** incluye un segundo sensor de fibra óptica. **44b** además del sensor de fibra óptica **44a**. El sensor de fibra óptica **44b** está desplazado del sensor de fibra óptica **44a**, es decir, está descentrado respecto del eje central del elemento de refuerzo **25B**. En cualquier caso, la colocación de al menos un sensor de fibra óptica a lo largo del eje central del elemento de refuerzo puede reducir o eliminar ventajosamente el efecto de los modos de flexión sobre dicho sensor. Ejemplos de diferentes configuraciones de fibras ópticas integradas en el elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra se ilustran en la Publicación de

Patente de EE. UU. N° 2021/0048469 de Dong et al., que se incorpora al presente documento como referencia en su totalidad.

[0082] Cabe señalar que las **FIGs 6A y 6B** son meramente ilustrativas de posibles configuraciones en las que los sensores de fibra óptica están asociados operativamente con elementos de refuerzo compuestos reforzados con fibra. Por ejemplo, los elementos de resistencia reforzados con fibra pueden incorporar más de uno o dos sensores de fibra óptica, como tres, cuatro o más sensores de fibra óptica. Dichos sensores de fibra óptica adicionales pueden utilizarse para mejorar la sensibilidad de la medición, por motivos de redundancia o por otras razones. En cualquier caso, al incorporar el sensor o sensores de fibra óptica dentro del elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra, por ejemplo, dentro de la matriz de unión, se pueden obtener ciertas ventajas. Por ejemplo, el sensor de fibra óptica está totalmente protegido (por ejemplo, blindado) del entorno exterior por la matriz de unión, lo que garantiza que los factores ambientales naturales o artificiales (por ejemplo, las tensiones de impacto) no afecten significativamente al rendimiento del sensor de fibra óptica. Además, el sensor de fibra óptica está unido física e íntimamente a la matriz dentro del compuesto reforzado con fibra, de modo que las fuerzas que actúan sobre el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra (por ejemplo, la tensión de tracción) se transmiten de forma completa y constante al sensor de fibra óptica a lo largo de toda la longitud del elemento de resistencia, lo que garantiza mediciones distribuidas precisas.

[0083] Un elemento sensor distribuido, por ejemplo, un sensor de fibra óptica, también puede asociarse con un elemento de refuerzo reforzado con fibra y, por lo tanto, con un cable eléctrico que incluye dicho elemento, mediante métodos alternativos. Por ejemplo, uno o más sensores de fibra óptica pueden fijarse a la superficie exterior del elemento de refuerzo a lo largo de su longitud. **FIG. 7** ilustra una vista en perspectiva de una realización ejemplar de un cable eléctrico aéreo **711** y una vista en sección transversal del conjunto de elementos de refuerzo **725** según esta construcción. El cable eléctrico **711** incluye un conjunto de elementos de refuerzo **725** que incluye un elemento de refuerzo **725a** de un compuesto reforzado con fibra de alta resistencia a la tracción. núcleo **725b** que incluye fibras de carbono y una capa galvánica **725c** de fibras de vidrio en una matriz de unión. Un conductor eléctrico **724** rodea el conjunto de elementos de

refuerzo **725**. En la realización ilustrada en la **FIG. 7**, el conjunto de elementos de refuerzo **725** incluye un sensor de fibra óptica. **744**, dispuesto linealmente a lo largo de la superficie exterior del elemento de refuerzo **725a**. Una capa de cinta **725d** se enrolla alrededor del elemento de refuerzo **725a** y el sensor de fibra óptica. **744** para acoplar el sensor de fibra óptica al elemento de refuerzo y formar el conjunto de elemento de refuerzo **725**. Específicamente, la capa de cinta **725d** comprende una tira de cinta que se enrolla helicoidalmente alrededor del elemento de refuerzo **725a** de manera que la cinta se superpone sobre sí misma a lo largo de las costuras, de modo que la capa de cinta **725d** cubre completamente el elemento de refuerzo (p. ej., sin espacios sustanciales) y el sensor de fibra óptica. **744**, y de tal manera que la capa de cinta **725d** se encuentra entre el sensor de fibra óptica **744** y el conductor eléctrico **724** a lo largo de su longitud. Cabe destacar que la construcción ilustrada en la **FIG. 7** es meramente ilustrativa y que los sensores de fibra óptica pueden conectarse a cables eléctricos mediante otras construcciones. Ejemplos de estas construcciones se describen en la publicación PCT n.º WO 2021/222663 de Webb et al., que se incorpora al presente documento como referencia en su totalidad.

[0084] Los elementos de resistencia reforzados con fibra descritos anteriormente pueden fabricarse mediante métodos conocidos por los expertos en la materia. En un ejemplo, el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra se forma mediante un proceso de pultrusión, en el que fibras de refuerzo continuas (p. ej., fibras de carbono y de vidrio) se introducen a través de un material matriz aglutinante (p. ej., un baño de resina epoxi), que posteriormente se cura para unir las fibras y formar un compuesto reforzado con fibra. El fabricante suministra fibras ópticas en longitudes continuas (p. ej., de miles de metros) en bobinas, de forma similar a las fibras de refuerzo (p. ej., fibras de carbono y de vidrio). Por lo tanto, las fibras ópticas pueden integrarse en el proceso de pultrusión junto con las fibras de refuerzo.

[0085] Una de las razones por las que son preferibles los sensores de fibra óptica es que los dispositivos y métodos para recopilar datos distribuidos a partir de fibras ópticas son conocidos en la técnica. Por ejemplo, los sensores de fibra óptica pueden acoplarse operativamente a un dispositivo de interrogación que incluye una fuente de luz coherente (por ejemplo, una fuente láser de bombeo) para permitir que la luz pase (por ejemplo, en

forma de pulsos) al sensor de fibra óptica de manera controlada. La fuente de luz puede estar configurada para enviar una señal (por ejemplo, un pulso) a través del sensor de fibra óptica, y la interrogación (por ejemplo, la medición) del estado del sensor de fibra óptica se realiza analizando la luz que es retrodispersada por la fibra óptica. A este respecto, el dispositivo de interrogación puede incluir un detector de señales, como un interferómetro, que está configurado para detectar las señales de luz retrodispersadas.

[0086] Por ejemplo, los componentes de la luz retrodispersada se pueden clasificar en componentes Rayleigh, componentes Brillouin y componentes Raman. Los componentes Rayleigh retrodispersados tienen la misma frecuencia (es decir, la misma longitud de onda) que la fuente de luz primaria y tienen una intensidad relativamente alta. Los componentes Rayleigh retrodispersados pueden analizarse para determinar la longitud de la fibra óptica utilizando la reflectometría óptica en el dominio del tiempo (OTDR). Por lo tanto, los componentes Rayleigh retrodispersados pueden utilizarse para detectar una rotura en la fibra óptica que indique un posible daño en el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra. Sin embargo, los componentes Rayleigh retrodispersados no son capaces de proporcionar más información significativa sobre las condiciones de la fibra óptica.

[0087] En una caracterización, el dispositivo de interrogación implementa el análisis OTDR de al menos uno de los componentes de luz retrodispersada Raman (por ejemplo, un sensor distribuido Raman) y los componentes de luz retrodispersada Brillouin (por ejemplo, un sensor distribuido Brillouin). Tanto los sistemas de sensores distribuidos Raman como Brillouin utilizan una interacción no lineal entre la señal de luz primaria y la fibra óptica. Cuando se introduce una señal de luz primaria de longitud de onda conocida en una fibra óptica, una cantidad muy pequeña de la señal de luz se dispersa hacia atrás (por ejemplo, una señal de luz retrodispersada) en cada punto a lo largo de la fibra óptica. La luz retrodispersada contiene componentes desplazados a longitudes de onda diferentes a las de la señal de luz primaria. Los componentes de luz que se desplazan a una longitud de onda más larga (es decir, menor energía) se denominan componentes Stokes, mientras que los componentes de luz que se desplazan a una longitud de onda más corta (es decir, mayor energía) se denominan componentes anti-Stokes. Estos componentes de luz retrodispersada desplazados pueden detectarse y analizarse para

determinar información sobre las condiciones locales de la fibra óptica, como su tensión y temperatura en diferentes puntos a lo largo de la fibra óptica.

[0088] En una configuración, al menos una de las fibras ópticas se utiliza como sensor de temperatura distribuido Raman. En un sensor de temperatura distribuido Raman, la interacción entre la señal de luz primaria (por ejemplo, la señal del láser de bombeo) y los fonones ópticos en el material de la fibra óptica (por ejemplo, vidrio de sílice) crea dos componentes de luz retrodispersada en el espectro de luz retrodispersada, Raman Stokes y Raman anti-Stokes. El componente Raman anti-Stokes depende de la temperatura, es decir, la intensidad del componente Raman anti-Stokes aumenta al aumentar la temperatura de la fibra óptica sensora. Como resultado, la intensidad relativa de los componentes de luz retrodispersada Raman Stokes y Raman anti-Stokes puede medirse y utilizarse para determinar la temperatura del sensor de fibra óptica. Los componentes de luz retrodispersada Raman Stokes y Raman anti-Stokes pueden detectarse mediante un detector de señales, como un interferómetro o un espectrómetro dispersivo, que puede ser un componente del dispositivo de interrogación.

[0089] La posición de la lectura de temperatura a lo largo de la fibra óptica también se puede determinar a partir de los componentes de luz retrodispersada Raman. Cuando se utiliza una señal de luz pulsada para interrogar la fibra óptica, la intensidad retrodispersada de los componentes de luz retrodispersada Raman Stokes y Raman anti-Stokes puede registrarse en función del tiempo (por ejemplo, el tiempo de «ida y vuelta»), lo que permite capturar un perfil de temperatura a lo largo de la fibra óptica del sensor, es decir, a lo largo del elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra.

[0090] En un ejemplo, el sensor de fibra óptica asociado operativamente con el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra incluye una fibra óptica multimodo. El sensor de fibra óptica multimodo con una apertura numérica alta puede aumentar la intensidad de la luz retrodispersada, lo que puede ser importante debido a la magnitud relativamente baja de las señales de luz retrodispersada Raman.

[0091] En otra configuración, el dispositivo de interrogación incorpora la detección distribuida Brillouin para interrogar al sensor de fibra óptica. Los sensores distribuidos Brillouin utilizan la retrodispersión Brillouin, que es el resultado de una interacción entre

la señal de luz primaria y las variaciones de densidad óptica dependientes del tiempo dentro del sensor de fibra óptica (es decir, fonones acústicos). Los fonones acústicos crean una modulación periódica del índice de refracción (por ejemplo, la densidad óptica) del material del sensor de fibra óptica. La dispersión Brillouin se produce cuando la señal de luz primaria que se propaga es difractada de nuevo por esta «rejilla» en movimiento, lo que da lugar a un componente desplazado en frecuencia y longitud de onda en la señal de luz retrodispersada.

[0092] A medida que aumenta la temperatura del sensor de fibra óptica, la longitud de onda de los componentes retrodispersados por Brillouin se aleja aún más de la longitud de onda primaria. Este cambio de longitud de onda se puede utilizar para determinar la temperatura del sensor de fibra óptica. Al igual que con un sensor de temperatura distribuido Raman, la ubicación de la lectura de temperatura a lo largo de la longitud del sensor de fibra óptica se puede determinar utilizando la información del tiempo de vuelo de la señal de luz retrodispersada.

[0093] Sin embargo, a diferencia de los sensores distribuidos Raman, los sensores distribuidos Brillouin también pueden utilizarse para detectar la deformación (por ejemplo, la deformación por tracción) en el sensor de fibra óptica. Es decir, un cambio en la deformación dentro del sensor de fibra óptica también provocará un desplazamiento de la longitud de onda en los componentes de luz retrodispersada Brillouin debido a un cambio en la densidad óptica del sensor de fibra óptica. Como resultado, se puede determinar la tensión que experimenta el sensor de fibra óptica en cualquier punto a lo largo de su longitud y, por lo tanto, también se puede determinar la tensión que experimenta el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra.

[0094] Los sensores distribuidos Brillouin pueden configurarse para implementar una técnica espontánea basada en Brillouin, es decir, la reflectometría óptica en el dominio del tiempo Brillouin (BOTDR), o una técnica estimulada basada en Brillouin, es decir, el análisis óptico en el dominio del tiempo Brillouin (BOTDA). Una ventaja de la configuración BOTDR es que se puede utilizar una única fuente de luz de bombeo coherente, es decir, en un extremo del sensor de fibra óptica. En determinados sistemas, la BOTDR también ofrece la capacidad de medir simultáneamente la temperatura y la

tensión en un único sensor de fibra óptica. Sin embargo, la señal de luz retrodispersada detectada suele ser muy débil, lo que requiere un procesamiento de la señal y un tiempo de integración prolongado.

[0095] En otra configuración, el dispositivo de interrogación distribuida Brillouin implementa una técnica BOTDA. En BOTDA, se utiliza una señal de luz de entrada que se propaga en contra (a veces denominada señal de "sonda" o señal de "contraonda") que tiene una diferencia de longitud de onda igual al desplazamiento de Brillouin. Esta señal de sonda refuerza la población de fonones en el sensor de fibra óptica, lo que resulta en una mayor relación señal-ruido. Cuando la señal de luz primaria (bomba) es un pulso corto y su intensidad reflejada se analiza en términos de tiempo de vuelo y desplazamiento de longitud de onda, es posible obtener un perfil del desplazamiento de Brillouin a lo largo del sensor de fibra óptica. Las técnicas BOTDA generalmente requieren que las dos longitudes de onda de la señal de luz que se propagan en contra sean muy estables (p. ej., fuentes láser sincronizadas). Ventajosamente, se puede lograr una resolución de temperatura inferior a 1,0 °C o incluso inferior a 0,5 °C. Además, se pueden detectar desplazamientos de tensión muy pequeños experimentados por el sensor de fibra óptica.

[0096] Por lo tanto, un dispositivo de interrogación que implementa la detección distribuida Brillouin es útil para el monitoreo de la temperatura y es especialmente adecuado para la medición de la deformación. En este sentido, normalmente es necesario conocer el desplazamiento de la longitud de onda en la fibra óptica a una temperatura de referencia para calcular la temperatura absoluta en cualquier punto a lo largo de la fibra óptica. También es necesario conocer el desplazamiento de la longitud de onda de la fibra sin deformación para poder realizar una medición absoluta de la deformación. En cualquier caso, la determinación de la deformación en el cable eléctrico aéreo, por ejemplo, en un elemento de resistencia, a lo largo de su longitud puede utilizarse para determinar la tensión en el cable eléctrico. La tensión puede utilizarse entonces para determinar, por ejemplo, la comba a lo largo del cable eléctrico, ya sea que la comba se deba a cargas térmicas o a cargas mecánicas, por ejemplo, a eventos de congelación. La comba de los cables puede provocar el contacto de un cable eléctrico con objetos situados debajo de la línea eléctrica. Si la comba de los tres cables de un

mismo circuito no es uniforme, un cable eléctrico puede entrar en contacto con otro cable situado directamente debajo, provocando una descarga eléctrica.

[0097] Además de la temperatura y la tensión, las fibras ópticas se pueden utilizar como sensores acústicos distribuidos, por ejemplo, sensores de vibración, para la detección de eventos como vibración eólica, galope, descarga de corona y similares. La vibración eólica es causada por vientos cruzados de baja velocidad que inciden en el cable aéreo. Esto resulta en una vibración de baja amplitud y alta frecuencia en el cable que puede causar daños por fatiga al cable. El galope es un movimiento de ondas de gran amplitud y baja frecuencia a través del cable, generalmente causado por un viento cruzado moderadamente fuerte y constante, por ejemplo, que actúa sobre una superficie de conductor asimétricamente helada. El galope puede causar daños en el cable y también puede causar descargas disruptivas si la amplitud de las ondas es excesiva. Las fibras ópticas de detección acústica distribuida pueden conectarse operativamente a un dispositivo de interrogación, por ejemplo, un dispositivo de interrogación que está configurado para detectar componentes de retrodispersión de Rayleigh de la fibra óptica.

[0098] Según la presente divulgación, las propiedades de uno o más segmentos de cables eléctricos aéreos pueden interrogarse (p. ej., monitorizarse) en tiempo real durante la operación de la línea eléctrica, p. ej., durante la operación de la red eléctrica, lo que permite que los sistemas y métodos aquí descritos monitoricen y operen activamente las líneas eléctricas en tiempo real. En este contexto, el término "tiempo real" no implica necesariamente un tiempo de respuesta inmediato de segundos, sino que se interpreta ampliamente como que las propiedades se miden y se puede tomar una acción en un plazo relativamente corto, p. ej., en una hora o menos, ya que el operador recibe la información de los sensores distribuidos rápidamente, p. ej., en 30 minutos o menos tras realizar una consulta a un dispositivo de interrogación. Dichos sistemas y métodos pueden incluir la interrogación continua o semicontinua de los cables eléctricos aéreos para detectar, por ejemplo, condiciones de temperatura, condiciones de deformación, vibraciones, carga mecánica o elongación de los cables eléctricos aéreos, y actuar en respuesta a ciertas condiciones identificadas. A partir de la determinación de estas condiciones, se pueden determinar otras condiciones y/o

estados, como por ejemplo la flecha de un segmento particular de cable eléctrico o la corriente eléctrica transportada por un segmento de cable eléctrico.

[0099] Aunque se prefieren elementos de detección distribuidos, como sensores de fibra óptica, para implementar los métodos de la presente divulgación, esta no se limita a dichos dispositivos y sistemas. Por ejemplo, en algunas implementaciones, se pueden utilizar sensores no distribuidos, ya sea de forma independiente o en conjunto con sensores distribuidos. Los sensores no distribuidos son sensores dispuestos a intervalos a lo largo de la línea eléctrica, por ejemplo, a lo largo de un cable eléctrico. Entre los ejemplos de sensores no distribuidos que pueden ser útiles para obtener la temperatura de un cable eléctrico se incluyen, entre otros, termopares y cámaras infrarrojas. Además, se pueden incorporar sensores ambientales, como estaciones de viento, sensores de humedad y similares, para recopilar datos, por ejemplo, para un mayor refinamiento de los valores medidos.

[00100] La **FIG. 8** ilustra una parte de una línea eléctrica aérea que incorpora varios sensores no distribuidos. La línea eléctrica **810** incluye un segmento de un cable eléctrico aéreo **811** que se encuentra entre dos torres de soporte **812a** y **812b**. Un primer sensor no distribuido **882** **está** conectado directamente al cable eléctrico **811**. Este sensor no distribuido **882** puede considerarse un sensor multifuncional, por ejemplo, capaz de detectar más de una propiedad del cable eléctrico **811**. Un ejemplo de este tipo de sensor multifuncional es el monitor de línea de transmisión TLM, disponible en Lindsey Manufacturing Co., Azusa, California, y el sensor multifuncional ilustrado en la publicación de patente estadounidense N.º 2020/0209283 de Mohr et al., que se incorpora al presente documento como referencia en su totalidad. Estos sensores multifuncionales pueden detectar la distancia entre el cable y el terreno, su pandeo (p. ej., mediante un sensor de inclinación), la corriente eléctrica y la temperatura. Estas unidades se alimentan por sí mismas (por ejemplo, se alimentan del cable eléctrico) y suelen incluir una antena para la transmisión de datos, por ejemplo, mediante tecnología de comunicación satelital o inalámbrica.

[00101] En algunas caracterizaciones, el sensor no distribuido no está conectado directamente al cable eléctrico aéreo. Por ejemplo, la **FIG. 8** también ilustra una cámara

886 montada en la torre de soporte **821b** para captar imágenes del cable eléctrico aéreo **811**. La cámara **886** puede incluir infrarrojos para detectar la temperatura del cable eléctrico **811**. También puede incluir imágenes visibles, por ejemplo, para que el análisis de imágenes indique la comba del cable eléctrico **811**. Al igual que el sensor multifuncional **882**, la cámara **886** puede incluir una antena o un dispositivo similar para la comunicación inalámbrica de datos.

[00102] También se apreciará que se pueden utilizar sensores no distribuidos para recopilar datos que no se obtienen directamente del cable eléctrico aéreo. Por ejemplo, la **FIG. 8** ilustra una estación meteorológica **884** conectada operativamente a la torre de soporte. Dicha estación meteorológica **884** puede detectar condiciones ambientales como la velocidad y dirección del viento, el nivel de radiación solar, la humedad, etc. Dado que estas condiciones ambientales pueden influir en el estado del cable eléctrico, conocerlas puede ser útil para evaluar sus propiedades, por ejemplo, mediante un sensor distribuido.

[00103] Se pueden conectar otros sensores no distribuidos al cable eléctrico para protegerlo del entorno externo o para que detecte una condición específica del cable. La **FIG. 9** ilustra una realización de dicho sensor no distribuido. Como se ilustra en la **FIG. 9**, un dispositivo de extremo muerto **920** fija un cable eléctrico aéreo **911**, por ejemplo, de forma similar al dispositivo de extremo muerto ilustrado en la **FIG. 2**. Un conjunto de agarre **921** se fija a un elemento de refuerzo **925**, por ejemplo, a un segmento del elemento de refuerzo al que se le ha retirado el conductor eléctrico **924** para exponerlo. El sensor **982** se fija directamente a la parte expuesta del elemento de refuerzo **925**, por ejemplo, mediante epoxi u otro medio de fijación. En una caracterización, el sensor **982** es un sensor de deformación capaz de medir la deformación del elemento de refuerzo cuando está acoplado a él. Dado que el sensor **982** se encuentra entre el conjunto de agarre **921** y el conductor eléctrico **924**, la tensión bajo el sensor indicará la tensión que experimenta todo el cable eléctrico **911**. Además, resulta ventajoso que, al instalar el dispositivo de cierre, el sensor **982** esté protegido del entorno, por ejemplo, mediante el manguito exterior **929**. En este sentido, el acceso al sensor **982** puede proporcionarse mediante los cables **983a/983b**, por ejemplo, que se conectan a través del manguito

exterior **929**, como se ilustra, o que se conectan de nuevo a través del conjunto de agarre **921** y el conector **922** para acceder a través de un puerto **984**.

[00104] Los componentes anteriores de un sistema de interrogación pueden integrarse mediante diversos protocolos de comunicación y control para permitir que un usuario, por ejemplo, un operador de servicios públicos, gestione eficazmente las líneas eléctricas y, por consiguiente, la red eléctrica que las compone. Por ejemplo, el dispositivo o dispositivos de interrogación, como los OTDR, a lo largo de la línea eléctrica pueden estar conectados operativamente a una unidad terminal remota (RTU), configurada para comunicarse con un servidor, como un servidor de adquisición de datos (DAS), para transmitir datos a este. El OTDR puede conectarse internamente a la RTU, por ejemplo, integrándolo en el OTDR, o a una RTU externa. En cualquier caso, la RTU puede comunicarse con un servidor mediante uno o más protocolos de comunicación, incluyendo protocolos inalámbricos, como la comunicación celular o satelital, o protocolos cableados, como la conexión directa de la RTU a un cable de tierra óptico (OPGW) que incluye fibras de telecomunicaciones.

[00105] El servidor, por ejemplo, un DAS, puede incluir procesadores lógicos configurados (por ejemplo, programados) para convertir los datos brutos, como los datos distribuidos de temperatura y/o deformación recibidos de la RTU, en mediciones legibles de valores de temperatura y deformación. Por ejemplo, el DAS puede calcular la temperatura a lo largo del cable aéreo en función de la posición. Estos valores pueden transmitirse a una interfaz hombre-máquina (HMI), como un ordenador u otro dispositivo capaz de mostrar la información para su observación y/o la adopción de medidas. En una implementación, la HMI está configurada para superponer los valores de temperatura y/o deformación en un mapa geográfico que representa la red eléctrica o una parte de ella.

[00106] La **FIG. 10** ilustra un esquema de uno de estos sistemas. Como se ilustra en **la FIG. 10**, el DAS y la HMI pueden ser un sistema independiente o integrarse con el sistema de base de datos de un usuario, por ejemplo, un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA). Los sistemas SCADA se implementan ampliamente en la industria de servicios públicos, y la integración de los datos

distribuidos del OTDR en dicho sistema SCADA permitirá al operador optimizar su control sobre las líneas eléctricas y, por lo tanto, sobre la red eléctrica o parte de ella, mediante la recopilación y el análisis de datos distribuidos prácticamente en tiempo real, por ejemplo, cuando estos datos incluyen un perfil de temperatura o deformación a lo largo de la línea eléctrica. Si bien los sistemas y métodos se describen frecuentemente como implementados con un sistema SCADA, cabe destacar que la comunicación de datos, por ejemplo, desde un dispositivo de interrogación, puede realizarse a cualquier tipo de sistema de base de datos para su almacenamiento o para informar sobre una acción, como una operación de control.

[00107] En una realización particular, se describe un método para operar una línea eléctrica aérea. La línea eléctrica aérea puede ser un componente de una línea de transmisión o de distribución. En términos generales, el método puede incluir la recopilación de datos distribuidos de estado desde un sensor de fibra óptica que se extiende a lo largo de un cable eléctrico aéreo mientras este recibe energía. Los datos recopilados pueden incluir datos de temperatura y/o deformación del cable distribuido. Posteriormente, y con base en los datos recopilados, la corriente (p. ej., el amperaje) en el cable eléctrico aéreo se ajusta de una primera corriente a una segunda corriente, donde el ajuste de la corriente reduce la diferencia absoluta (p. ej., $|x - y|$) entre la primera corriente y una corriente admisible. El uso de un sensor distribuido para recopilar los datos de estado distribuido casi en tiempo real permite al operador conocer la temperatura real del cable eléctrico y tomar medidas inmediatas en función de los datos. Por ejemplo, si la temperatura ambiente alrededor de la línea eléctrica aérea es muy baja o hay un fuerte viento cruzado que la atraviesa, el operador puede aumentar el amperaje sin exceder su temperatura máxima de funcionamiento. Por el contrario, si la temperatura ambiente es muy alta o la radiación solar es muy alta, el operador puede usar los datos de temperatura casi en tiempo real para reducir el amperaje a un nivel más seguro, de modo que la temperatura de la línea disminuya.

[00108] Por ejemplo, el método puede incluir la etapa de determinar la corriente admisible para el cable eléctrico aéreo por primera vez a partir de los datos de condición distribuidos; por ejemplo, determinar la corriente admisible a partir de la temperatura casi en tiempo real del cable eléctrico aéreo. Cuando la corriente admisible es mayor que la

primera corriente, por ejemplo, cuando la línea eléctrica opera por debajo de la temperatura nominal del cable eléctrico (por ejemplo, por debajo de su capacidad nominal), la etapa de ajuste de la corriente en el cable eléctrico aéreo puede incluir aumentarla, por ejemplo, de modo que la temperatura del cable eléctrico aumente a un valor más cercano a la temperatura nominal. Cuando la corriente admisible es menor que la primera corriente, por ejemplo, cuando la línea eléctrica opera cerca o por encima de su temperatura nominal, la etapa de ajuste de la corriente en el cable eléctrico aéreo puede incluir disminuirla. En ciertas caracterizaciones, la etapa de ajuste de la corriente en el cable eléctrico aéreo incluye detener la corriente eléctrica, por ejemplo, derivando la energía eléctrica de la línea eléctrica aérea a una segunda línea eléctrica aérea o a tierra.

[00109] En una implementación, el método puede incluir la recopilación de datos de condición no distribuidos asociados con el cable eléctrico aéreo. Por ejemplo, el paso para determinar la corriente admisible para el cable eléctrico aéreo puede incluir complementar los datos de condición distribuidos con los datos de condición no distribuidos, por ejemplo, para calcular la corriente admisible. Los datos de condición no distribuidos pueden incluir, por ejemplo, al menos uno de los siguientes: temperatura ambiente, velocidad del viento, radiación solar y precipitación, como la cantidad de lluvia o nevada.

[00110] Como se indicó anteriormente, los datos de condición distribuidos pueden incluir datos de temperatura del cable distribuidos. Dado que los datos son de naturaleza distribuida, los datos de temperatura del cable pueden incluir un valor de temperatura localizado en el cable eléctrico aéreo, por ejemplo, la temperatura del cable en un punto específico a lo largo del cable, que puede ser diferente de la temperatura promedio del cable debido a un defecto en el cable o a un evento meteorológico localizado.

[00111] Como se mencionó anteriormente, los datos de condición distribuida pueden incluir datos de deformación distribuida del cable. Al igual que con los datos de temperatura del cable, los datos de deformación del cable pueden incluir un valor de deformación localizado en el cable eléctrico aéreo; por ejemplo, la deformación que experimenta el cable en un punto específico a lo largo del cable, que puede ser diferente

de la deformación promedio del cable debido a un defecto en el cable o a un evento localizado, como vientos fuertes o formación de hielo, que genere una carga sobre el cable.

[00112] Las características descritas anteriormente respecto a la configuración del cable y el sistema de interrogación pueden implementarse con este método. Por ejemplo, el sensor de fibra óptica puede integrarse en el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra. En otro ejemplo, la etapa de recopilación de datos de condición distribuidos comprende la recepción de dichos datos desde un OTDR conectado operativamente al sensor de fibra óptica. El OTDR puede ser un BOTDR. Además, ciertas etapas del método pueden llevarse a cabo utilizando un sistema que incluya un DAS y una HMI, como se ilustra esquemáticamente en **la figura 10**.

[00113] En otra realización, se describe un sistema para determinar la potencia nominal de una línea eléctrica. El sistema puede incluir un sensor de fibra óptica que se extiende a lo largo de un cable eléctrico aéreo en una línea eléctrica. Este cable comprende un elemento de refuerzo compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que lo rodea. El sensor de fibra óptica está configurado para proporcionar datos distribuidos de estado a lo largo del cable. Un dispositivo de interrogación está conectado operativamente al sensor de fibra óptica y está configurado para interrogarlo y recopilar los datos distribuidos de estado del sensor, incluyendo al menos datos de temperatura. Un servidor de adquisición de datos (DAS) está configurado para recibir y analizar los datos distribuidos de estado del dispositivo de interrogación. Dicho sistema puede configurarse ventajosamente para implementar el método descrito para operar una línea eléctrica aérea.

[00114] El DAS puede configurarse para recibir y analizar los datos de condición distribuidos calculando una corriente admisible para el cable eléctrico aéreo con base en dichos datos y enviándola a un dispositivo de control. En una implementación, el DAS está configurado para recibir y analizar los datos de condición distribuidos calculando la capacidad de conducción de corriente del cable eléctrico aéreo en tiempo real, por ejemplo, basándose en la temperatura del cable casi en tiempo real, y calculando la tasa

de cambio de temperatura del cable eléctrico aéreo en función de la variación de la corriente que fluye a través de él.

[00115] El DAS también puede configurarse para recibir y analizar datos de condición distribuidos secundarios del dispositivo de interrogación. Dichos datos son recopilados por el dispositivo de interrogación en un momento posterior a la recopilación de los primeros. Este proceso puede repetirse para recopilar continuamente datos de temperatura, por ejemplo, para correlacionar la temperatura del cable con la corriente (amperaje) en la línea eléctrica.

[00116] El dispositivo de control puede ser una interfaz hombre-máquina (HMI). En otra caracterización, puede ser un controlador automatizado programado para ajustar la corriente en el cable eléctrico aéreo según la corriente admisible calculada. Por ejemplo, las instrucciones de programación para ajustar la corriente pueden almacenarse en un medio no transitorio, como un dispositivo de almacenamiento de memoria, por ejemplo, un dispositivo de almacenamiento de memoria de estado sólido o magnético. El DAS también puede estar integrado operativamente con un sistema de control de supervisión y análisis de datos (SCADA).

[00117] El dispositivo de interrogación también puede configurarse para recopilar datos de condición distribuidos, incluyendo datos de deformación distribuidos. Estos datos pueden ser útiles para identificar la flecha del cable, por ejemplo, la flecha térmica o la flecha por carga de hielo, de modo que el operador pueda tomar medidas para mitigar sus efectos perjudiciales. Las acciones pueden ser similares a las descritas anteriormente para ajustar o eliminar la corriente en el cable eléctrico mediante el dispositivo de control, ya sea manualmente o mediante un controlador automatizado programado.

[00118] Como se describió anteriormente, el sensor de fibra óptica puede estar integrado en el elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra. El dispositivo de interrogación puede ser un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo (OTDR), como un reflectómetro óptico en el dominio del tiempo Brillouin (BOTDR). El DAS puede recibir los datos de condición distribuidos del dispositivo de interrogación a través de una unidad terminal remota (RTU), por ejemplo.

[00119] En otra implementación, los sistemas y métodos descritos en este documento pueden implementarse para recopilar y suministrar datos a un modelo virtual (p. ej., un "gemelo digital") de una red eléctrica. Un modelo virtual es una representación virtual (p. ej., digital) de un sistema físico que sirve como contraparte digital del sistema físico para fines como operación, simulación, pruebas, monitoreo y mantenimiento. En términos generales, los modelos virtuales pueden utilizarse para predecir eventos futuros bajo un conjunto determinado de condiciones y tomar o sugerir acciones preventivas cuando sea necesario. Sin embargo, la efectividad de un modelo virtual está limitada por la calidad, p. ej., la granularidad, de los datos que se le suministran.

[00120] Para su aplicación en una red eléctrica, los activos físicos, como centrales eléctricas, subestaciones con transformadores y líneas eléctricas, pueden reproducirse o "hermanarse" como activos virtuales en el modelo virtual. Este modelo también puede incluir una representación virtual del entorno donde se ubican los activos, como el terreno, vías fluviales, calles, puentes, etc. Datos como la temperatura del cable pueden obtenerse de sensores no distribuidos e introducirse en el modelo virtual, lo que permite la visualización gráfica de los activos físicos, por ejemplo, en una HMI, para ilustrar la temperatura de la línea eléctrica en tiempo real a un operador o simplemente para indicar que la línea eléctrica está operando fuera de un rango de temperatura preseleccionado, por ejemplo, mediante la señalización de una alarma. El operador puede modificar los parámetros del sistema, por ejemplo, reduciendo el voltaje o la corriente en una línea eléctrica, o bien, el modelo virtual puede configurarse para facilitar un ajuste automático de la línea eléctrica.

[00121] Un modelo virtual de una red eléctrica puede actualizarse, por ejemplo, de forma continua o intermitente, con nuevos datos. Por ejemplo, el modelo virtual puede recopilar y almacenar datos a lo largo del tiempo, conocidos como datos históricos. Estos datos históricos pueden analizarse y correlacionarse para que el modelo virtual pueda realizar simulaciones del sistema físico. Dicho de otro modo, los datos históricos pueden utilizarse para predecir el comportamiento futuro basándose en correlaciones con datos pasados.

[00122] En la práctica actual, los datos se recopilan de una línea eléctrica y se introducen en un modelo virtual mediante un sensor de cable no distribuido, p. ej., como se ilustra y describe con respecto a **la FIG. 8** anterior. Por ejemplo, como se ilustra en **la FIG. 11**, un sensor de temperatura de cable no distribuido **1182** puede fijarse a un cable eléctrico aéreo **1111** para determinar la temperatura del cable eléctrico en esa ubicación. Sin embargo, esa temperatura puede no ser indicativa de la temperatura de todo el cable eléctrico, incluso a distancias relativamente cortas del sensor no distribuido **1182**. Como se ilustra en **la FIG. 11**, por ejemplo, un segmento **1111a** del cable eléctrico **1111** puede ser significativamente más caliente que un segmento cercano **1111b** debido a una lluvia localizada u otro evento de precipitación sobre el segmento **1111b**. Sin embargo, los sensores no distribuidos no proporcionarán esta información a menos que se coloquen muchos sensores a lo largo del cable eléctrico. Además, es posible que otros sensores ambientales no distribuidos, como los sensores de temperatura ambiente o los sensores de viento, no estén ubicados lo suficientemente cerca del sensor de cable no distribuido para proporcionar datos útiles con un alto nivel de granularidad.

[00123] Según la presente divulgación, se suministran al modelo virtual datos distribuidos, como datos de temperatura, deformación y/o vibración del cable. Ventajosamente, estos datos distribuidos también pueden incluir datos de ubicación asociados a los datos de temperatura. Es decir, el modelo virtual puede contar con suficientes datos de ubicación para indicar la temperatura a lo largo de la línea eléctrica. Asimismo, se puede localizar una anomalía detectada en el valor de deformación de la línea eléctrica y, de ser necesario, un operador puede tomar medidas.

[00124] En una implementación, la línea eléctrica aérea incluye un cable eléctrico aéreo con un elemento de resistencia compuesto reforzado con fibra y un conductor eléctrico que rodea dicho elemento, como se mencionó anteriormente. El método incluye la determinación de al menos un primer estado de condición ambiental en una región geográfica, por ejemplo, donde al menos una parte de la línea eléctrica aérea se encuentra dentro de dicha región. Se recopilan datos de condición distribuidos de uno o más sensores distribuidos asociados al cable eléctrico aéreo mientras la línea eléctrica aérea está energizada. Los datos de condición distribuidos recopilados pueden incluir al menos datos de temperatura, deformación y vibración del cable.

[00125] Posteriormente, el estado de las condiciones ambientales y los datos de las condiciones distribuidas se proporcionan, por ejemplo, se comunican a un modelo virtual de la red eléctrica.

[00126] El estado de la condición ambiental es un valor cualitativo o cuantitativo que relaciona una condición ambiental, por ejemplo, una condición ambiental, dentro de la cual se ubica la línea eléctrica. A modo de ejemplo, el estado de la condición ambiental puede ser cualitativo, por ejemplo, una determinación de que está lloviendo, o puede ser un valor cuantitativo como un valor de temperatura, por ejemplo, un valor de temperatura ambiente, un valor de velocidad del viento, un valor de dirección del viento, un valor de radiación solar, o un valor de precipitación, como una cantidad de precipitación durante un período de tiempo o una tasa de precipitación. En una implementación, el estado de la condición ambiental se determina, por ejemplo, cuantitativamente, a partir de un sensor no distribuido, como un sensor de temperatura, un sensor de viento, un sensor de radiación solar y un sensor de precipitación. En otra implementación, el estado de la condición ambiental se determina a partir de un informe meteorológico, por ejemplo, cualitativa o cuantitativamente a partir de datos de radar meteorológico o similares, que pueden indicar la presencia de precipitación, velocidad del viento, temperatura ambiente, etc.

[00127] En una implementación, el modelo virtual actualiza, por ejemplo, amplía, los datos históricos del modelo dentro del modelo virtual basándose en el estado de la condición ambiental y la entrada de datos distribuidos de la condición al modelo virtual. La actualización de los datos históricos del modelo también puede incluir la correlación del estado de la condición ambiental con los datos distribuidos de la condición, por ejemplo, para que los datos históricos puedan usarse para ejecutar simulaciones en el modelo virtual. Además, se puede determinar la tensión o la corriente en al menos la parte de la línea eléctrica aérea que se encuentra dentro de la región geográfica. Este valor de tensión o corriente también puede correlacionarse con los datos distribuidos de la condición y/o el estado de la condición ambiental. En otra implementación, el modelo virtual puede recibir un pronóstico meteorológico futuro para la región geográfica y modelar virtualmente el estado futuro de la línea eléctrica basándose en dicho pronóstico. Este modelado puede incluir la aplicación del estado de la condición ambiental

correlacionado a los datos distribuidos de la condición. Además, el modelado puede generar un valor de voltaje o corriente predicho para la porción de la línea eléctrica aérea en la región geográfica, en donde el valor de voltaje o corriente predicho es un valor tal que no se excede una temperatura preseleccionada de la línea eléctrica aérea, por ejemplo, una temperatura máxima permitida.

[00128] En las implementaciones anteriores, donde se genera o actualiza un modelo virtual, los resultados pueden visualizarse en una interfaz gráfica de usuario (GUI) para que el operador pueda observar o interactuar con ella. Dicha GUI puede incluir la ilustración de elementos terrestres subyacentes, como calles, carreteras, masas de agua, puentes, edificios, información topográfica como la elevación, etc. Sobre estos elementos puede instalarse la infraestructura de la red eléctrica, como centrales eléctricas, líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución, torres de soporte, etc. De esta manera, el estado de las líneas de transmisión o distribución puede ilustrarse gráficamente al operador, por ejemplo, de forma que pueda determinar fácilmente las temperaturas o la tensión de una línea eléctrica específica.

[00129] Es bien sabido que aumentar la corriente aplicada a un cable eléctrico aumenta su temperatura debido al calentamiento Joule. Los cables eléctricos tienen una temperatura máxima de funcionamiento, denominada "temperatura nominal". La "corriente máxima" de un cable eléctrico es la corriente máxima, en amperios, que un cable eléctrico puede transportar continuamente sin superar su temperatura nominal; por ejemplo, sin dañarlo debido al calor elevado.

[00130] Por lo tanto, la intensidad admisible de un cable eléctrico limita la cantidad de corriente que un operador puede aplicar de forma continua a una línea eléctrica que incluye dicho cable. Aunque la corriente eléctrica puede aumentarse casi instantáneamente en una línea eléctrica, el aumento de temperatura resultante del cable eléctrico se retrasará y la temperatura final en estado estacionario del cable eléctrico con el aumento de corriente no se alcanzará hasta que haya transcurrido un cierto tiempo. La tasa de cambio de la temperatura del cable eléctrico (ΔT_c) asociada con un aumento de la corriente es aproximadamente exponencial y puede cuantificarse utilizando una constante de tiempo térmica (τ), que suele ser del orden de 5 a 20 minutos para la

mayoría de las líneas de transmisión eléctrica. Por lo tanto, un operador puede aprovechar esta condición de estado no estable (por ejemplo, transitoria) para aplicar una corriente que supere la corriente máxima permitida en condiciones de estado estable.

[00131] Sin embargo, las técnicas conocidas para determinar el amperaje que se puede aplicar con seguridad durante un período de tiempo determinado se basan en la suposición de que otros factores que pueden afectar la temperatura del cable, como la temperatura ambiente, la velocidad y la dirección del viento, la radiación solar, etc., son constantes. De hecho, estos factores pueden variar significativamente con el tiempo y a lo largo de la línea eléctrica. Esto requiere que el operador disponga de datos simultáneos sobre estos factores para realizar una evaluación precisa de la corriente máxima admisible aplicada. Estos datos simultáneos se recopilan normalmente mediante sensores no distribuidos.

[00132] En una realización, un método para el funcionamiento de una línea eléctrica incluye habilitar el funcionamiento seguro de la línea eléctrica en una condición de estado no estable durante un periodo de tiempo deseado (t) de una manera que garantice que no se excederá una restricción de estado estable. Aplicado al escenario anterior, el método permite a un operador de línea aumentar temporalmente el amperaje de la corriente aplicada a la línea eléctrica hasta un valor que produciría una temperatura del cable superior a la temperatura máxima deseada si se permitiera que el sistema alcanzara una condición de estado estable. De esta manera, un operador puede aplicar temporalmente una corriente más alta a la línea eléctrica de la que sería permisible en otras circunstancias, sin someter a la línea a temperaturas de funcionamiento superiores a la temperatura máxima deseada. En una implementación, el método puede llevarse a cabo utilizando un sensor distribuido asociado al cable eléctrico, lo que puede reducir o eliminar la necesidad de sensores no distribuidos. El uso de un sensor distribuido permite una medición precisa y casi en tiempo real de la temperatura del cable eléctrico, que puede aplicarse de manera que no dependa del conocimiento de las condiciones ambientales para determinar con precisión la cantidad de corriente elevada que se puede aplicar, ya que las condiciones ambientales se tienen en cuenta en la medición del sensor distribuido.

[00133] En el presente documento, la "temperatura máxima deseada" (T_c) es cualquier valor de temperatura seleccionado por el operador como límite superior de temperatura para la línea. Si bien la temperatura máxima deseada puede ser la temperatura a la que la línea eléctrica es susceptible a daños permanentes, por ejemplo, la temperatura nominal del cable eléctrico mencionada anteriormente, el operador puede seleccionar otro límite superior de temperatura máxima deseada. Por lo tanto, aunque en el resto de esta descripción se hace referencia a la temperatura nominal del cable eléctrico como temperatura máxima deseada, el operador puede seleccionar otras temperaturas para la temperatura máxima deseada.

[00134] En una realización, se describe un método para operar temporalmente una línea eléctrica aérea en estado no estacionario, lo que permite utilizar dicho estado sin exceder un nivel superior de estado estacionario. En esta realización, se determina un amperaje de corriente aplicado (I_f), donde la corriente aplicada superaría la temperatura nominal (T_c) de la línea eléctrica si se aplicara durante el tiempo suficiente para alcanzar un estado estacionario. Es decir, la línea eléctrica puede operarse con una corriente que produciría una temperatura estacionaria superior a la temperatura nominal del cable eléctrico, pero durante un breve período que no le permitirá alcanzar la temperatura estacionaria. Dicho de otro modo, se determina el valor de I_f , donde I_f hará que el cable eléctrico alcance su temperatura nominal dentro del tiempo asignado.

[00135] El método puede incluir el paso de determinar una constante de tiempo térmica de estado estable (τ) para el cable eléctrico aéreo para al menos una primera temperatura del cable (T_1) y una segunda temperatura del cable (T_2).

[00136] En una implementación, las constantes de tiempo térmicas en estado estacionario se determinan a partir de datos recopilados previamente para la línea eléctrica. En esta implementación, los puntos de datos recopilados incluyen la temperatura del cable eléctrico correlacionada con su amperaje. Esta recopilación de datos elimina la necesidad de conocer las condiciones ambientales. Como resultado, la constante de tiempo térmica puede determinarse a partir de dos puntos de datos recopilados previamente; por ejemplo, una temperatura T_1 correlacionada con un amperaje de I_1 y una temperatura T_2 correlacionada con un amperaje de I_2 .

[00137] Si los datos correlacionados no están disponibles, por ejemplo, durante las primeras etapas de funcionamiento de la línea eléctrica, la constante de tiempo térmica τ se puede determinar aplicando dos amperajes diferentes a la línea eléctrica I_i e I_f , permitiendo que la línea eléctrica llegue a un estado estable y midiendo las temperaturas correspondientes T_i y T_f .

[00138] La constante de tiempo térmica se puede determinar mediante la ecuación:

$$\tau = \frac{(T_f - T_i) \cdot (mC_p)}{R(T_c) \cdot (I_f^2 - I_i^2)}$$

dónde:

τ = constante de tiempo térmica del cable eléctrico;

T_i = temperatura inicial del cable;

T_f = temperatura final del cable;

m = masa;

C_p = capacidad calorífica;

$R(T_c)$ = resistencia AC del conductor a la temperatura del conductor T_c ;

I_f = corriente final; y

I_i = corriente inicial.

[00139] Con la constante de tiempo térmica conocida, se mide la temperatura inicial del cable (T_i) mediante un sensor distribuido asociado al cable eléctrico, y se determina la corriente de línea inicial (I_i) asociada a dicha temperatura. Ventajosamente, la corriente en el cable eléctrico también puede determinarse mediante el sensor distribuido, por ejemplo, utilizando un BOTDR y analizando el desplazamiento de frecuencia de Brillouin para correlacionarlo con el amperaje.

[00140] El operador de línea selecciona, por ejemplo, un período de tiempo (t) para operar con la corriente elevada. A continuación, se determina la temperatura final en estado estacionario (T_f) utilizando τ , t , T_i y T_c . Por ejemplo:

$$T_f = \left(\frac{(T_c - T_i)}{1 - e^{-t/\tau}} \right) - T_i$$

[00141] Una vez determinado el valor de T_f , la corriente final (I_f) se puede determinar de la siguiente manera:

$$I_f = \sqrt{\left(\frac{(T_f - T_i) \cdot MC_p}{R(T_c)} \right) + I_i^2}$$

[00142] El operador puede entonces aplicar una corriente elevada I_f durante un tiempo t sin exceder la clasificación térmica T_c del cable eléctrico.

Si bien se han descrito en detalle diversas realizaciones de un método y sistema para operar una línea eléctrica, es evidente que los expertos en la materia podrán realizar modificaciones y adaptaciones a dichas realizaciones. Sin embargo, debe entenderse expresamente que dichas modificaciones y adaptaciones se encuentran dentro del alcance de la presente divulgación.