



Ingeniería

ISSN: 0121-750X

ISSN: 2344-8393

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Cardozo Cabal, María Carolina; Castro Aranda, Ferley; Gómez Luna, Eduardo
Revisión crítica de herramientas para monitoreo y gestión en transformadores
de distribución ante la integración de recursos de energía distribuida

Ingeniería, vol. 28, núm. 1, e18786, 2023, Enero-Abril

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

DOI: <https://doi.org/10.14483/23448393.18786>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=498875016011>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UNAM
redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc

Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Review

Critical Review of Tools for Monitoring and Management in Distribution Transformers Before the Integration of Distributed Energy Resources

Revisión crítica de herramientas para monitoreo y gestión en transformadores de distribución ante la integración de recursos de energía distribuida

María Carolina Cardozo Cabal¹✉*, Ferley Castro Aranda¹, and Eduardo Gómez Luna¹

¹Universidad de Valle (Cali, Colombia).

Abstract

Context: The integration of distributed energy resources poses new challenges for the electrical system, with distribution transformers being highly affected, since they are exposed to changes in the network which can lead to a reduction in the transformer lifetime.

Method: A critical review of the monitoring and management tools for distribution transformers is carried out regarding the integration of distributed energy resources.

Results: The effects caused by distributed energy resources on distribution transformers (up to 15 kV), a great variety of computational tools to monitor distribution transformers in electrical networks with the integration of distributed energy resources, and the minimum necessary requirements of a management tool for distribution transformers were identified.

Conclusions: The need to develop an adequate tool for the management of distribution transformers up to 15 kV was identified with regard to the integration of distributed energy resources, as well as the minimum necessary requirements that a management tool for distribution transformers must take into account.

Keywords: computational tools, distributed energy effects, Distributed Energy Resources (DER), distribution transformer, distribution transformer monitoring and management tools

Article history

Received:
12th/Nov/2021

Modified:
6th/Sep/2022

Accepted:
12th/Sep/2022

Ing, vol. 28, no. 1,
2023. e18786

©The authors;
reproduction right
holder Universidad
Distrital Francisco
José de Caldas.

Open access



*✉ Correspondence: cardozo.maria@correounivalle.edu.co

Resumen

Contexto: La integración de los recursos de energía distribuida genera nuevos desafíos para el sistema eléctrico, dentro del cual el transformador de distribución se ve altamente afectado, puesto que se encuentra expuesto a cambios en la red que pueden llevar a una reducción de su tiempo de vida.

Método: Se realiza una revisión crítica de las herramientas de monitoreo y gestión para los transformadores de distribución ante la integración de recursos de energía distribuida.

Resultados: Se identificaron los efectos que generan los recursos de energía distribuida en el transformador de distribución (hasta 15 kV), una gran variedad de herramientas computacionales para monitorear a los transformadores de distribución en las redes eléctricas con integración de recursos de energía distribuida y los requerimientos mínimos necesarios para una herramienta de gestión para transformadores de distribución.

Conclusiones: Se identificó la necesidad de desarrollar una herramienta adecuada para la gestión de transformadores de distribución hasta 15 kV ante la integración de recursos de energía distribuida, así como los requerimientos mínimos necesarios que debe tener en cuenta una herramienta de gestión para transformadores de distribución.

Palabras clave: efectos de la energía distribuida, herramientas computacionales, herramientas de monitoreo y gestión del transformador de distribución, recursos de energía distribuida (DER), transformador de distribución

Tabla de contenidos		res de distribución	7
	Página	4. Herramientas de monitoreo y gestión para transformadores de distribución	7
1. Introducción	2	5. Requerimientos de las herramientas de gestión para transformadores de distribución	10
2. Recursos de energía distribuida	3	6. Conclusiones	10
2.1. Recursos de energía distribuida . .	3	7. Contribución de autores	12
2.2. Efectos de la integración de recursos de energía distribuida	5	Referencias	12
3. Efecto de la integración de recursos de energía distribuida en los transformado-			

1. Introducción

El empleo de los recursos de energía distribuida (Distributed Energy Resources, DER) representa una opción de energía limpia (1) y tiene un atractivo en el mercado, ya que amplía las opciones de generación e impulsa el uso de nuevas tecnologías. Otro de los grandes atractivos de los DER es que otorgan un protagonismo al usuario final, convirtiéndolo en un posible vendedor de electricidad (prosumidor), además, el uso de los DER crea la posibilidad de abastecer a zonas no interconectadas que no cuentan con el servicio de electricidad, aportando así confiabilidad y resiliencia para este tipo de sistemas.

La integración de los DER genera nuevos desafíos para el sistema eléctrico, en el que el sistema de distribución y sus activos enfrentan retos tanto positivos como negativos, siendo el transformador de distribución (TD) uno de los equipos altamente afectados. Por tal motivo, las empresas del sector eléctrico están en búsqueda de herramientas que les permitan monitorizar y gestionar este tipo de activos con el fin de garantizar su vida útil y buena operación ante la integración DER (2).

El presente documento está orientado a realizar una revisión crítica de las herramientas de monitoreo y gestión en los (TD) ante la integración de recursos de energía distribuida (DER), de tal manera que esta información pueda ser utilizada como base para que los operadores de red eléctrica implementen planes para el buen uso de este tipo de activos, al igual que evitar daños o deterioros.

El documento se divide en seis secciones. La primera sección es introductoria sobre los DER. En la segunda sección se aborda el efecto de la integración de recursos de energía distribuida en los transformadores de distribución. La tercera sección consta de una investigación sobre las herramientas de monitoreo y gestión para TD ante la integración DER. La cuarta sección muestra los requerimientos mínimos que deben tener las herramientas de gestión para TD. En la quinta sección es expuesta una investigación sectorial que se realizó con el objetivo de identificar lo que los expertos conocen en relación con las herramientas de monitoreo y gestión para los TD ante la integración DER en las redes eléctricas. Para finalizar, en la sexta sección se presentan las conclusiones de la investigación realizada.

2. Recursos de energía distribuida

La necesidad de la energía eléctrica para el bienestar, el confort y el desarrollo de la humanidad ha promovido un constante aumento en la demanda de este recurso. Con el fin de atender dicha demanda y reducir el impacto ambiental para su obtención y la vulnerabilidad de algunos sistemas de generación (como el hídrico), el sector eléctrico ha sido impulsado a introducir nuevas formas de generación, operación y almacenamiento de energía eléctrica, promoviendo así el uso de DER, que cada vez tienen un papel más importante en el sistema eléctrico.

2.1. Recursos de energía distribuida

Los DER son el conjunto de cualquier generador o dispositivo de almacenamiento, que se encuentre conectado a la red eléctrica de distribución o en instalaciones cercanas a la carga, como es el caso de la generación distribuida, además de integrar el almacenamiento de dicha energía y vehículos eléctricos (1). Los DER surgen como una solución a la creciente demanda de energía eléctrica, especialmente, por el aumento de las megaciudades y el levantamiento de ciudades inteligentes que cada vez consumen más electricidad.

El empleo de los DER plantea un nuevo desafío a la organización clásica del sistema de energía eléctrica, en el cual la generación se produce a gran escala y en lugares específicos, es decir, es una generación centralizada. En cambio, con el creciente uso de fuentes de energía distribuida y de baterías, la generación se realiza de forma distribuida. Esto ofrece un valor adicional en comparación con la

Proyección de la demanda de Energía Eléctrica anual en Colombia (GWh)



Figura 1. Proyección de la demanda de energía anual en Colombia

Fuente: Modificado de UPME, “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia” (3).

generación centralizada, abriendo nuevas posibilidades al sistema. Por ejemplo, los consumidores se vuelven activos en el mercado (prosumidores), teniendo la posibilidad de participar en él, mediante el flujo bidireccional de energía (consumiendo y produciendo), aportando dinamicidad al sistema (1).

Los DER, además de integrar sistemas de generación renovables, contribuyen a la mejora de la eficiencia energética del sistema eléctrico, creando la necesidad de aumentar el uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica e impulsando nuevas tecnologías, como el vehículo eléctrico, aumentando así la penetración de los DER en los sectores comercial, industrial y residencial. Otra de las ventajas del uso de DER es que están constituidos en su mayoría por fuentes de bajo impacto al ambiente, por lo que son una iniciativa de la transición rentable de la descarbonización, dando pie a la transición energética, donde las tres bases son la electrificación, la digitalización y la descarbonización (2).

La implementación de los DER abre la posibilidad de brindarle servicio eléctrico a lugares donde hoy en día no se cuenta con acceso a la electricidad, puesto que la energía distribuida tiene la capacidad de generar electricidad cerca del punto de consumo o en puntos inaccesibles, evitando gastos de capital de distribución, interconexión y transmisión.

Sin embargo, la integración de los DER plantea nuevos retos y desafíos al sistema, siendo los principales factores el flujo de potencia bidireccional, la variabilidad de potencia en la generación, las fluctuaciones repentinas de generación y carga, la presencia de armónicos y las variaciones inesperadas de carga, comportamiento impredecible de generación, digitalización y las nuevas tecnologías a la red junto con nuevos estándares de ciberseguridad (4,5). De modo que es necesario administrar y coordinar

con mayor precisión el crecimiento de las futuras redes, haciendo énfasis en los sistemas de transmisión y distribución que cuenten con nuevas funciones para los prosumidores del sistema, siendo los DER recursos flexibles que cambian la estructura tradicional de la industria.

2.2. Efectos de la integración de recursos de energía distribuida

La integración de DER al sistema eléctrico presenta algunos retos los cuales se describen a continuación:

- *Barreras regulatorias*: DER es un modelo que se considera actual, por lo que las políticas y normativas se encuentran en calidad de desarrollo e investigación en muchos casos, es por eso que existen restricciones y obstáculos, los cuales producen dificultades regulatorias al momento de emplear este modelo. Entre las más destacadas se encuentran: reglas de interconexión con la red eléctrica, intercambio de energía entre microrredes, restricción del flujo de energía bidireccional y regulaciones financieras y técnicas (6,7).
- *Planificación y gestión*: la planificación y gestión de la inclusión de DER al sistema actual es un reto importante para tener en cuenta. Una buena planificación y gestión evitaría muchos problemas a futuro en la red. Para que esto se pueda implementar, deben ser desarrollados modelos de simulación que cuenten con un enfoque de gestión de energía óptima en el cual se integre el modelo clásico de la red y los DER. Otro aspecto por considerar en la planificación es la compatibilidad, puesto que la integración de diferentes componentes con diversas características y fuentes de generación puede traer consigo limitaciones de control y comunicación (6,8).
- *Sistema de protección*: el modelo DER conlleva que exista un flujo de corriente bidireccional, provocando la principal dificultad en el sistema de protección clásico de la red, puesto que está diseñado para un flujo de corriente unidireccional y sistemas de distribución tipo radial (7). Además de esto, los sistemas de protección contra sobrecorrientes también se ven afectados por los DER, en especial con la instalación de generación distribuida, donde se presentan caídas de tensión por la entrada y salida de estos. Asimismo, los niveles de cortocircuito de la red y los flujos bidireccionales también afectan la coordinación de protecciones.
- *Retos técnicos y operativos*: en el modelo de recursos distribuidos la operación en isla es utilizada frecuentemente, sin embargo, la operación puede ser en modo aislado o conectado a la red, por lo que se pueden producir complicaciones en el momento de controlar voltaje y frecuencia entre la generación y las cargas. Además, debido a las limitaciones de almacenamiento, el bajo voltaje también es un problema en el momento de la operación (6).

El uso de fuentes convencionales como la fotovoltaica y la eólica trae consigo factores operativos como imprevisibilidad, dependencia climática y variabilidad de tecnologías, lo que puede causar un desequilibrio entre el consumo y la liberación de energía en el sistema eléctrico; esto conlleva a problemas generados por variación de potencia o sobrecargas repentinas y es un reto para la estabilidad del sistema eléctrico. Sumado a esto, se encuentra la mayor inclusión de armónicos a la red, y, por ende, la curva de potencia se ve deformada, lo que favorece los problemas de calidad de energía (PQ) y de precisión de equipos como los utilizados para la medición eléctrica, y afecta directamente a los activos de la red de distribución (9,10).

Proyección de la demanda de Energía Eléctrica anual en Colombia para VE y GD (GWh)

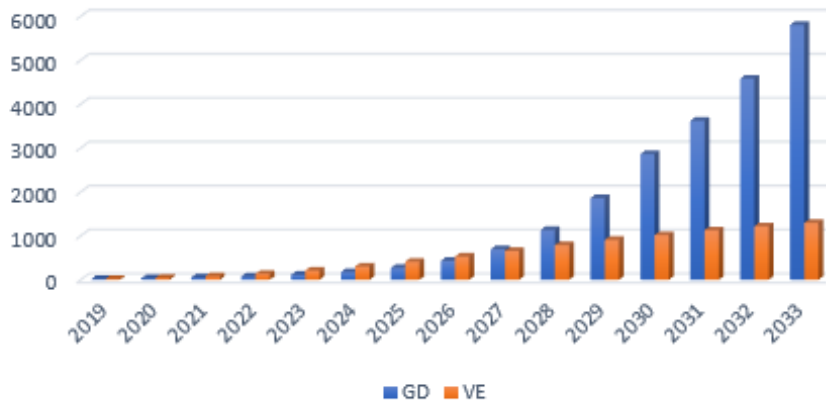


Figura 2. Proyección de la demanda de energía eléctrica anual en Colombia para vehículos eléctricos y generación distribuida

Fuente: Modificado de UPME, *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia* (3).

Existe la posibilidad de que una fuente de energía distribuida, al devolver energía al sistema, se encuentre en una fase o ángulo de voltaje muy distinta a la del sistema, induciendo con ello una alta tensión eléctrica y tensiones mecánicas que pueden causar daños a los elementos del sistema eléctrico; es así que se hace necesario contar con un sistema de control de fase entre los generadores eléctricos y la red (11).

La integración de medición avanzada (AMI) es una de las componentes DER, determina el consumo de electricidad en tiempo real, a la vez que registra y almacena los datos para su posterior análisis y utilización. El análisis y la recolección de dichos datos se realiza por medio de un sistema AMI. La implementación de los medidores inteligentes y el sistema AMI es un eslabón nuevo en la red eléctrica, el cual integra nuevos problemas y desafíos, empezando por la adecuación de la infraestructura para esta tecnología, además de la adecuada selección AMI y la protección a la privacidad de los datos (5,12).

La integración de los vehículos eléctricos al sistema presenta desafíos relacionados con el estado de carga y de descarga del vehículo, teniendo en cuenta que el vehículo eléctrico es una carga para la red, la suma de estas cargas repercute en equipos del sistema de distribución eléctrico como los TD, el cual puede sobrecargarse o tener problemas de sobrecalentamiento, incrementando así sus pérdidas hasta diez mil veces (1) y reduciendo su tiempo de vida. Por otra parte, el uso de almacenamientos y vehículos eléctricos (ligado al uso de cargadores y baterías), además de inyectar un contenido significativo de armónicos en la red por tratarse de dispositivos no lineales, también genera desbalances trifásicos en la red por el uso de cargadores monofásicos; al mismo tiempo, contribuye a variaciones de tensión, congestión de líneas e incremento de pérdidas por distribución, sobrecargas y modificación de la curva de demanda (13).

3. Efecto de la integración de recursos de energía distribuida en los transformadores de distribución

El TD es un elemento del sistema de distribución eléctrico, que cumple el papel de interfaz entre los niveles altos de tensión de la red eléctrica y los niveles más bajos de tensión para el consumo. En este sentido, permite suministrar valores adecuados de tensión y corriente al consumidor (14). Cabe resaltar que los TD tienen una demanda comercial elevada al ser parte del sistema de distribución, por esta razón son necesarios la buena gestión y el monitoreo del TD para garantizar un buen servicio de energía eléctrica.

Ante la integración de las nuevas tecnologías DER en las redes eléctricas existentes, debe investigarse adecuadamente los efectos que ocasionan en el TD, puesto que este es uno de los principales activos del sistema de distribución. La cantidad integrada de DER para que el sistema tenga un rendimiento aceptable es un aspecto muy importante a tener en cuenta, se debe realizar un análisis al momento de integrar los DER en una red eléctrica, evaluando detenidamente aspectos como la ubicación y el dimensionamiento a integrar, el impacto de armónicos y las corrientes de cortocircuito (15); de esta manera se evitan problemas en el TD tales como:

- Variación de los límites de voltaje y corriente.
- Afectación en el perfil de carga del transformador de distribución por un incremento de los flujos de potencia inversa (16).
- Aumento en la distorsión armónica (17, 18).
- Sobrecargas en el transformador (19–25).
- Aumento en la temperatura del devanado y deterioro en el aislamiento del transformador (26–28).
- Incremento en el desequilibrio de carga del transformador (29–32).
- Disminución en la capacidad total del transformador (33).
- Crecimiento en las pérdidas del transformador (25, 33, 34).
- Impacto en el funcionamiento de los cambiadores de carga del transformador (35).
- Aumento en la tensión del punto de estrella del transformador (36, 37).
- Aumento en las fuerzas electromagnéticas de las corrientes circulantes en el devanado del transformador, y en la dirección radial y axial (38, 39).
- Deformaciones y deterioro en el aislamiento, y bobinado del transformador (40).

4. Herramientas de monitoreo y gestión para transformadores de distribución

Actualmente el monitoreo más usual que reciben los TD es de forma presencial, es decir, una persona encargada visita el TD y según lo planeado realiza una inspección y toma pruebas, proporcionando

información periódica y muchas veces incompleta, puesto que no se registran factores como las cargas ocasionales o el sobrecalentamiento en tiempo real. Es así como el monitoreo constante y la gestión del TD toman importancia, especialmente con la integración de DER al sistema que plantea nuevos retos y desafíos en el estado de salud del TD.

Los dueños de estos activos buscan una herramienta para gestionar y monitorear de manera óptima sus TD. En consecuencia, diversas compañías han desarrollado herramientas para tratar de suplir dicha necesidad.

A continuación, en las Tablas **I** y **II**, se muestran la clasificación y las características que tienen 10 compañías estudiadas (41–56) (se utiliza el símbolo ✓ como afirmación y X para negación). Las compañías estudiadas se exponen a continuación:

- Compañía 1. Hitachi ABB Power Grids (41)
- Compañía 2. Schneider Electric (42,43)
- Compañía 3. General Electric (GE) (44,45)
- Compañía 4. Indra Sistemas (46,47)
- Compañía 5. Survalent Technology (48)
- Compañía 6. Siemens (49)
- Compañía 7. Open Systems International (OSI) (50,51)
- Compañía 8. Etap (52)
- Compañía 9. Oracle (53)
- Compañía 10. Itron (54)

Tabla I. Clasificación de las compañías según el tipo de herramientas presentadas

Compañía	Tipo de herramienta			
	EMS	ADMS	DERMS	VPP
Compañía 1	✓	✓	✓	X
Compañía 2	X	✓	✓	X
Compañía 3	✓	✓	✓	X
Compañía 4	✓	✓	✓	X
Compañía 5	X	✓	X	X
Compañía 6	X	✓	✓	
Compañía 7	X	✓	✓	X
Compañía 8	✓	✓	X	X
Compañía 9	X	✓	✓	X
Compañía 10	X	✓	✓	X

Tabla II. Cubrimiento en el transformador de distribución

Compañía	Modo	
	Monitoreo	Gestión
Compañía 1	✓	X
Compañía 2	✓	X
Compañía 3	✓	X
Compañía 4	✓	X
Compañía 5	✓	X
Compañía 6	✓	X
Compañía 7	✓	X
Compañía 8	✓	X
Compañía 9	✓	X
Compañía 10	✓	X

Como se expone en las Tablas **I** y **II**, no se encontró una herramienta que realice una adecuada gestión para los TD, y que esté acorde para ser implementada en los centros de control de los operadores de red, entendiendo como adecuada gestión, aquella que cumpla con todos los requerimientos nombrados en la Tabla **IV**. De acuerdo con la Tabla **II**, ninguna de las compañías evaluadas cuenta con herramientas de gestión TD. Por ende, si se busca realizar una gestión óptima en los TD que formen parte de una red con integración de DER, se hace preciso desarrollar e investigar una nueva herramienta que permita realizar la adecuada gestión. De tal manera que ninguna de las herramientas presentadas cuenta con la potencialidad de ser implementada como herramienta de monitoreo y gestión de TD hasta 15 kV.

Por otro lado, se debe seguir investigando y desarrollando herramientas que permitan un adecuado monitoreo y gestión en los TD, dado que es una necesidad actual. Las empresas del sector eléctrico enfrentan un gran desafío al no contar con dichas herramientas, las cuales deberán servir para abordar y tomar decisiones eficientes y oportunas respecto al estado de estos activos.

Sumado a esto, existen herramientas actuales y herramientas emergentes como AMI, donde la integración con las herramientas y la infraestructura lograrán brindar en el futuro un mejor escenario para realizar monitoreo y gestión en TD.

En la Tabla **III** se muestran los artículos relacionados con las herramientas investigadas y usadas como herramientas de gestión en TD que han sido seleccionados porque contienen investigaciones sobre la potencialidad de las herramientas, casos de estudio o recomendaciones de estas para realizar futuras investigaciones en pro de la gestión de TD ante la integración de DER en las redes eléctricas; demostrando que la investigación de herramientas para realizar gestión en TD es un tema de interés actual, puesto que con la masiva integración de DER, se hace cada vez más necesario contar con herramientas que realicen monitoreo y gestión de TD, con el fin de evitar la reducción de vida útil de este tipo de activos.

Tabla III. Artículos relacionados a las herramientas evaluadas

Tipo de herramienta	Referencias potenciales
EMS	(55–58)
ADMS	(59–64)
DERMS	(65–68)
VPP	(69)

5. Requerimientos de las herramientas de gestión para transformadores de distribución

De acuerdo con la revisión realizada en los numerales anteriores, se hace un resumen de los requerimientos mínimos necesarios que debe tener en cuenta una herramienta de gestión para TD. Son cuatro aspectos, expuestos a continuación:

- Sistema de medición en alta tensión y baja tensión del TD (70,71).
- Sistema de control y automatización en alta tensión y baja tensión del TD (72).
- Sistema de comunicaciones y ciberseguridad (73,74).
- Sistema de adquisición de datos (74,75).

Es importante mencionar que los anteriores requerimientos deben estar asociados a equipos que permitan realizar este tipo de gestión inteligente en los TD.

En la Tabla IV se expone la evaluación de los requerimientos de las herramientas de gestión para TD hasta 15 kV. Se evalúan las compañías y sus herramientas, según cumplan o no con los requerimientos.

En dicha tabla se utilizan los siguientes acrónimos:

- Sistema de administración energética (EMS)
- Sistema avanzado de gestión de la red de distribución eléctrica (ADMS)
- Sistema de gestión de recursos de energía distribuida (DERMS)
- Planta de energía virtual (VPP)

6. Conclusiones

Debido a la alta masificación de la integración de DER y la gran cantidad de transformadores de distribución en las redes eléctricas, se hace necesario contar con herramientas que permitan realizar monitoreo y gestión adecuados para este tipo de activos. Por esta razón, se sintetizó la información sobre las diferentes herramientas que permiten monitorizar y gestionar los TD con el fin de predecir, alertar, mitigar o evitar daños ante la integración masiva de DER.

Tabla IV. Requerimientos de las herramientas de gestión para transformadores de distribución hasta 15 kV

Compañía	Herramienta	Sistema de medición en AT y BT de TD	Compatibilidad para ser integrado con AMI	Sistema de control y automatización en AT y BT	Sistema de comunicaciones y ciberseguridad	Sistema de adquisición de datos
Compañía 1	EMS	no	sí	no	sí	sí
	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	DERMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 2	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	DERMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 3	EMS	no	sí	no	sí	sí
	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	DERMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 4	EMS	no	sí	no	sí	sí
	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	DERMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 5	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	AMDS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 6	DERMS	no	sí	no	sí	sí
	VPP	no	sí	no	sí	sí
	AMDS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 7	DERMS	no	sí	no	sí	sí
	EMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 8	ADMS	no	sí	no	sí	sí
	AMDS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 9	DERMS	no	sí	no	sí	sí
	ADMS	no	sí	no	sí	sí
Compañía 10	DERMS	no	sí	no	sí	sí
	ADMS	no	sí	no	sí	sí

Finalmente, la investigación realizada presenta las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Se identificó la necesidad de desarrollar una herramienta adecuada para la gestión de transformadores de distribución hasta 15 kV, ante la integración de recursos de energía distribuida.
- Se identificó una gran oportunidad en el sector eléctrico para complementar las herramientas existentes y realizar una adecuada gestión en el transformador de distribución.
- A diferencia de los transformadores de potencia donde ya existen herramientas de monitoreo, diagnóstico y gestión, dado su alto costo, la gran mayoría de estas soluciones son inviables en transformadores de distribución, lo que implica soluciones a la medida, es decir, soluciones en las que se involucre un solo transformador de distribución, siendo tratado como un equipo crítico.

- Dado el bajo costo de los transformadores de distribución, una alternativa para encontrar una herramienta de gestión en este tipo de equipos es poder integrar soluciones para varios transformadores, lo que permite una buena interacción con la red de distribución eléctrica.
- Se encontró una gran variedad de herramientas computacionales que brindan al operador de la red de distribución la capacidad de monitorear los transformadores de distribución en las redes eléctricas con integración de recursos de energía distribuida, lo que conlleva al primer paso para realizar una gestión en este tipo de equipos.
- Se identificaron los requerimientos mínimos necesarios que debe tener en cuenta una herramienta de gestión para transformadores de distribución, siendo evaluadas las compañías y sus herramientas, exponiendo el potencial de estas para convertirse en herramientas de gestión para transformadores de distribución hasta 15 kV.

7. Contribución de autores

Cardozo-Cabal, M: recolectó los datos, desarrolló el flujo de trabajo, y realizó evaluaciones. También lideró el proceso de escritura y redactó la mayor parte del manuscrito, al cual todos los autores contribuyeron.

Castro-Aranda, F and Gómez-Luna, E: concibieron la idea, realizaron la investigación de fondo y supervisaron la investigación, brindando retroalimentación crítica.

Referencias

- [1] R. Pillai, G. Ghatikar, and A. Ahuja, "Integration of multivariate distributed energy resources for demand response: Applications in the Indian scenarios", *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1849-1852, 2017. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0755> ↑2, 3, 4, 6
- [2] World Energy Council (WEC), *World Energy: Trilemma Index 2019*, WEC, 2019. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2019> ↑3, 4
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética –UPME "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2015–2029" Junio de 2016 https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Planes-expansion/Plan-Expansion-2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf ↑4, 6
- [4] G. C. Jaiswal, P. A. Venikar, M. S. Ballal, H. M. Suryawanshi, and D. R. Tutakne, "Smart transformers for industrial applications", *2017 IEEE Transp. Electr. Conf. ITEC-India 2017*, 2017. <https://doi.org/10.1109/ITEC-India.2017.8333713> ↑4
- [5] World Energy Council (WEC), *World Energy Scenarios 2019*, WEC, pp. 12-16, 2019. ↑4, 6
- [6] I. Diahovchenko, M. Kolcun, Z. Čonka, V. Savkiv, and R. Mykhailyshyn, "Progress and challenges in smart grids: Distributed generation, smart metering, energy storage and smart loads", *Iran. J. Sci. Technol. Trans. Electr. Eng.*, vol. 44, pp. 1319-1333, 2020. <https://doi.org/10.1007/s40998-020-00322-8> ↑5

- [7] Q. Wen, G. Liu, Z. Rao, and S. Liao, "Applications, evaluations and supportive strategies of distributed energy systems: A review", *Energy Build.*, vol. 225, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110314> ↑5
- [8] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Mueen, A. V Vasilakos, and İ. Alan, "Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 205- 214, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064> ↑5
- [9] D. F. Echeverry, C. A. Lozano, and D. F. Echeverry, "Networks With High Penetration of Distributed Generation", pp. 35-48, 2016. ↑5
- [10] O. D. Montoya, W. Gil-González, S. Avila-Becerril, A. Garces y G. Espinosa-Pérez, "Integración de REDs en redes AC: una familia de controladores basados en pasividad", *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 16, no. 2, pp. 212-221, 2019. <https://doi.org/10.4995/riai.2018.10666> ↑5
- [11] S. Ruiz-Romero, A. Colmenar-Santos, F. Mur-Pérez, and Á. López-Rey, "Integration of distributed generation in the power distribution network: The need for smart grid control systems, communication and equipment for a smart city - Use cases", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 223-234, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.082> ↑6
- [12] Z. Li, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Valuation of distributed energy resources in active distribution networks", *Electr. J.*, vol. 32, no. 4, pp. 27-36, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.03.001> ↑6
- [13] J. Cui, Y. Li, W. Zhang, and C. Chen, "Research on impact and utilization of electric vehicle integration into power grid", *Proc. 30th Chinese Control Decis. Conf. CCDC 2018*, pp. 1594-1597, 2018. <https://doi.org/10.1109/CCDC.2018.8407382> ↑6
- [14] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Resolución CREG 082 de 2002", Ministerio de Minas y Energía, Colombia, 2002. ↑7
- [15] C. Hunziker, J. Lehmann, T. Keller, T. Heim, and N. Schulz, "Sustainability assessment of novel transformer technologies in distribution grid applications", *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 21, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100314> ↑7
- [16] H. Queiroz, R. Amaral Lopes, and J. Martins, "Automated energy storage and curtailment system to mitigate distribution transformer aging due to high renewable energy penetration", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 182, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106199> ↑7
- [17] G. M. Shafiullah, M. T. Arif, and A. M. T. Oo, "Mitigation strategies to minimize potential technical challenges of renewable energy integration", *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 25, pp. 24-42, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.10.008> ↑7
- [18] A. Dubey, A. Chandekar, M. Bopche, P. Nimkar, and P. Bangde, "A preliminary study on harmonics generated by the grid-connected pv system on distribution", *2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSIEDPS)*, pp. 50-53, 2018. <https://doi.org/10.1109/ICSIEDPS.2018.8536004> ↑7
- [19] P. Somsaard, and S. Kittipiyakul, "Impacts of home electric vehicle chargers on distribution transformer in Thailand", *2015 6th International Conference of Information and Communication Technology for Embedded Systems (IC-ICTES)*, 2015. <https://doi.org/10.1109/ICTEmSys.2015.7110819> ↑7

- [20] R. Godina, N. G. Paterakis, O. Erdinç, E. M. G. Rodrigues, and J. P. S. Catalão, "Impact of EV charging-at-work on an industrial client distribution transformer in a Portuguese Island", *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2015. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2015.7324858> ↑7
- [21] S. A. El-Bataway, and W. G. Morsi, "Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage", *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 15, no. 3, pp. 1287-1297, 2019. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2845416> ↑7
- [22] C. Srithapon, P. Ghosh, A. Siritariwat, and R. Chatthaworn, "Optimized electric vehicles charging in an urban village network considering transformer aging", *2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2019. <https://doi.org/10.1109/EPEC47565.2019.9074820> ↑7
- [23] C. M. Affonso, and M. Kezunovic, "Probabilistic assessment of electric vehicle charging demand impact on residential distribution transformer aging", *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2018. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2018.8440211> ↑7
- [24] H. Ramadan, A. Ali, and C. Farkas, "Assessment of plug-in electric vehicles charging impacts on residential low voltage distribution grid in Hungary", *2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)*, pp. 105-109, 2018. <https://doi.org/10.1109/SGCF.2018.8408952> ↑7
- [25] R. Jarvis, and P. Moses, "Smart grid congestion caused by plug-in electric vehicle charging", *2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2019.8662152> ↑7
- [26] J. Yaghoobi, A. Alduraibi, D. Martin, F. Zare, D. Eghbal, and R. Memisevic, "Impact of high-frequency harmonics (0-9 kHz) generated by grid-connected inverters on distribution transformers", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 122, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106177> ↑7
- [27] M. A. Awadallah, T. Xu, B. Venkatesh, and B. N. Singh, "On the effects of solar panels on distribution transformers", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 3, pp. 1176-1185, 2016. <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2015.2443715> ↑7
- [28] T. Dao, and B. T. Phung, "Effects of voltage harmonic on losses and temperature rise in distribution transformers", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 2, pp. 347-354, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0498> ↑7
- [29] A. F. Abdul Kadir, A. Mohamed, and H. Shareef, "Harmonic impact of different distributed generation units on low voltage distribution system", *2011 IEEE International Electric Machines Drives Conference (IEMDC)*, pp. 1201-1206, 2011. <https://doi.org/10.1109/IEMDC.2011.5994774> ↑7
- [30] J. B. Noshahr, M. Bagheri, and M. Kermani, "The estimation of the influence of each harmonic component in load unbalance of distribution transformers in harmonic loading condition", *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2019. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2019.8783488> ↑7

- [31] R. Bass, R. Harley, F. Lambert, V. Rajasekaran, and J. Pierce, "Residential harmonic loads and EV charging", *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, vol. 2, pp. 803-808, 2001. ↑7
- [32] J. D. Watson, and N. R. Watson, "Impact of electric vehicle chargers on harmonic levels in New Zealand", *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, 2017. <http://dx.doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2017.8378374> ↑7
- [33] G. Eduful, and K. J. A. Atanga, "Analysis of high neutral currents and harmonic impacts on losses and capacities of distribution transformers", *Proceedings of the World Congress on Engineering . WCE*, pp. 1-8, London, U.K June 29 - July 1, 2016 ↑7
- [34] A. Vinayagam, A. Aziz, B. PM, J. Chandran, V. Veerasamy, and A. Gargoom, "Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated network", *Sustain. Energy, Grids Net.*, vol. 20, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100264> ↑7
- [35] A. Kumari, J. Patra, N. Pal, and N. Kumar, "Impact of solar panel on the transformer performance: A case study", *Iran. J. Sci. Technol. Trans. Electr. Eng.*, vol. 44, no. 3, pp. 1197-1206, 2020. <https://doi.org/10.1007/s40998-019-00300-9> ↑7
- [36] B. Can, O. Ayan, M. Silsüpür, and B. E. Türkay, "Harmonic effects of electric vehicles on low voltage distribution transformers and power grid", *2018 2nd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT)*, 2018. <https://doi.org/10.1109/ISMSIT.2018.8566696> ↑7
- [37] R. Sinvula, K. M. Abo-Al-Ez, and M. T. Kahn, "Total Harmonics Distortion (THD) with PV system integration in smart grids: Case study", *2019 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, pp. 102-108, 2019. ↑7
- [38] R. Guimarães, A. C. Delaiba, A. J. P. Rosentino, E. Saraiva, and J. C. de Oliveira, "Electromechanical stress in transformers caused by inrush and short circuit currents", *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.*, vol. 37, pp. 243-253, 2015. <https://doi.org/10.1007/s40430-014-0150-2> ↑7
- [39] L. H. Medeiros, G. Maschio, D. L. P. Feil, V. C. Bender, and T. B. Marchesan, "Impact of distributed generation insertion in transformers: electromechanical forces analysis", *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895373> ↑7
- [40] A. Najafi, and I. Iskender, "Electromagnetic force investigation on distribution transformer under unbalanced faults based on time stepping finite element methods", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 76, pp. 147-155, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.020> ↑7
- [41] H. ABB and P. Grids, "Next step towards semi-automated system operations –new functionalities and project implementation aspects", Reyjavik EPCC. May 2019. ↑8
- [42] S. Electric, "Answer tomorrow's challenges today with EcoStruxure ADMS", technical report, France, p. 16, 2018. ↑8
- [43] S. Electric . "EcoStruxure DERMS", Technical report. 2019. <https://www.se.com/ww/en/product-range/89571422-ecostruxure-derms/#overview> ↑8

-
- [44] G. E. Digital, “Advanced Distribution Management Solutions (ADMS)” [Online]. <https://www.ge.com/digital/applications/advanced-distribution-management-solutions-adms> ↑8
- [45] G. E. Digital, “Advanced EMS – Platform - Optimal, Reliable Transmission Network Operation Maximize Renewable Energy with Full Generation Control”, pp. 1-3, 2020. ↑8
- [46] Indra “Servicios avanzados de gestión energética, basados en IoT, para el hogar, edificios e industria”, *Energía y utilities*, pp. 1-6, 2020. [Online] Available: https://www.indracompany.com/sites/default/files/ingrid_ses_es_05.pdf ↑8
- [47] M. Acs et al., “PRISMTM DER Integration Solutions Suite”, Advanced Control Systems, pp. 4, 2020. <https://www.epiuselabs.com/prism> ↑8
- [48] Survalent, “Advanced Distribution Management Systems (ADMS)” [Online]. <https://www.survalent.com/adms-platform-overview/> ↑8
- [49] S. Industry, “Spectrum Power TM ADMS The answer to today’s electricity distribution challenges 3-in-1 solution”, 2017. ↑8
- [50] Open Systems International (OSI), “Advanced Distribution Management Systems” [Online]. <https://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> ↑8
- [51] Open Systems International (OSI), “Sistemas de gestión de recursos energéticos distribuidos.” [Online]. <https://www.osii.com/solutions/products/derms.asp> ↑8
- [52] A. R. Avazov, and L. A. Sobinova, “Advanced distribution management system”, *EPJ Web Conf.*, vol. 110, 2016. <https://doi.org/10.1051/epjconf/201611001004> ↑8
- [53] Oracle, “ADMS & DERMS with Oracle Utilities Network Management System”, 2019. [Online] Available: <https://www.oracle.com/a/ocom/docs/adms-derms-oracle-utilities.pdf> ↑8
- [54] Itron, “Water Operations Management”, Grid Management, Jun-2018. <https://www.itron.com/emea/solutions/product-catalog/water-analytics> ↑8
- [55] N. G. Paterakis, I. N. Pappi, O. Erdinç, R. Godina, E. M. G. Rodrigues, and J. Catalão, “Consideration of the impacts of a smart neighborhood load on transformer aging”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2793-2802, Noviembre 2016. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2501380> ↑8, 10
- [56] T. Alquthami, and A. P. Meliopoulos, “Distribution transformer load management system”, 2014 *IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939800> ↑8, 10
- [57] G. Zhang, X. Wang, C. Deng, “Prediction method in distribution transformer heavy and overload supply areas with relevance analyze and machine learning”, *Big Data Res.*, vol. 4, no. 1, 2018. ↑10
- [58] F. Xiao, G. J. Yang, and W. Hu, “Research on intelligent diagnosis method of oil temperature defect in distribution transformer based on machine learning”, *25th International Conference on Electricity Distribution*, 2019. ↑10

- [59] Y. Ding, X. Li, C. Li, F. Teng, and Y. Zheng, "Boundary device management tool for distribution network model resource center in advanced distribution management system", *2019 7th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, pp. 113-117, 2019. <https://doi.org/10.1109/icSmartGrid48354.2019.8990803> ↑10
- [60] S. Pathak, "Leveraging GIS mapping and smart metering for improved OMS and SAIDI for smart city", *2016 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)*, 2016. <https://doi.org/10.1109/SASG.2016.7849663> ↑10
- [61] E. Garcia, E. Girardi, L. Canha, P. Pereira, D. Bernardon, and A. Abaide, "New alternatives to improve advanced distribution management systems using very short-term voltage prediction", *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2014.6934786> ↑10
- [62] S. Veda, H. Wu, M. Martin, and M. Baggu, "Developing use cases for the evaluation of ADMS applications to accelerate technology adoption", *2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pp. 132-138, 2017. <https://doi.org/10.1109/GreenTech.2017.25> ↑10
- [63] M. Vadari, R. Melton, and K. Schneider, "Distribution operations: The evolution of distributed energy resources [Guest editorial]", *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 18, no. 1, pp. 14-16, 2020. <https://doi.org/10.1109/MPE.2019.2945342> ↑10
- [64] R. Singh, J. T. Reilly, and J. Wang, *Foundational Report Series: Advanced Distribution Management Systems for Grid Modernization*, USA: Office of Scientific and Technical Information OSTI, 2017. <https://doi.org/10.2172/1351115> ↑10
- [65] J. Wang et al., "Performance evaluation of distributed energy resource management via advanced hardware-in-the-loop simulation", *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2020. <https://doi.org/10.1109/ISGT45199.2020.9087667> ↑10
- [66] J. Wang, J. Simpson, R. Yang, B. Palmintier, S. Tiwari, and Y. Zhang, "Hardware-in-the-loop evaluation of an advanced distributed energy resource management algorithm", *2021 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2021. <https://doi.org/10.1109/ISGT49243.2021.9372182> ↑10
- [67] M. T. Miller, M. B. Johns, E. Sortomme, and S. S. Venkata, "Advanced integration of distributed energy resources", *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345573> ↑10
- [68] D. Weng, Dean, A. Renjit, T. Hubert, and B. Seal, "DERMS reference control methods for DER group management", *CIREN Proceedings*, 2019. <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/784/CIREN%202019%20-%202285.pdf> ↑10
- [69] Y. Yan, B. Yu, F. Ouyang, W. Zhu, and H. Li, "Study on the control strategy of mobile battery energy storage for the overload elimination of distribution transformer", *2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2020. <https://doi.org/10.1109/APPEEC48164.2020.9220433> ↑10
- [70] M. Bunn, B.-C. Seet, C. Baguley, and B. Das, "A smart supervisory system for distribution transformers", *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2018. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8757994> ↑10

- [71] Q. T. Tran *et al.*, "A review of health assessment techniques for distribution transformers in smart distribution grids", *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 22, 2020. <https://doi.org/10.3390/app10228115> ↑10
- [72] X. Zhou *et al.*, "An overview on distribution automation system", *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, pp. 3667-3671, 2016. <https://doi.org/10.1109/CCDC.2016.7531620> ↑10
- [73] T. A. Kumar, and A. Ajitha, "Development of IOT based solution for monitoring and controlling of distribution transformers", *2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICT)*, pp. 1457-1461, 2017. <https://doi.org/10.1109/ICICT1.2017.8342784> ↑10
- [74] S. Liu *et al.*, "Data-driven condition monitoring of data acquisition for consumers' transformers in actual distribution systems using t-statistics", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 34, no. 4, pp. 1578-1587, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2912267> ↑10
- [75] L. Thangiah, C. Ramanathan, and L. S. Chodisetty, "Distribution transformer condition monitoring based on edge intelligence for industrial IoT", *2019 IEEE 5th World Forum on Internet of Things (WF-IoT)*, pp. 733-736, 2019. <https://doi.org/10.1109/WF-IoT.2019.8767272> ↑10

María Carolina Cardozo Cabal

Ingeniera Electricista de la Universidad de Valle.

Email: cardozo.maria@correounivalle.edu.co

Ferley Castro Aranda

Ingeniero Electricista y Magister en Ingeniería eléctrica de la Universidad de Valle, Doctor en Ingeniería de la Universidad Politécnica de Cataluña. Profesor Asociado de la Universidad del Valle (Cali). Miembro del Grupo de Investigación en Alta Tensión (GRALTA).

Email: ferley.castro@correounivalle.edu.co

Eduardo Gómez Luna

Ingeniero Electricista de la Universidad del Valle. Doctor en Ingeniería de la Universidad del Valle. Investigador del grupo GRALTA de la Universidad del Valle. Profesor Asistente de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle, líder del comité de estudios C6 y presidente del comité técnico de CIGRE Colombia.

Email: eduardo.gomez@correounivalle.edu.co

