

Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional

Mejoramiento de la Estabilidad de Tensión con un DSTATCOM en una Microrred Integrada por GD Solar Fotovoltaica y Convencional

L.A. Paredes¹B.R. Serrano¹M.G. Molina¹

¹Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan - CONICET, San Juan, Argentina
E-mail: lparedes@iee.unsj.edu.ar; bserrano@iee-unsjconicet.org; mmolina@iee-unsjconicet.org

Abstract

At present, the positioning of the Distributed Generation (DG) and Electric Microgrids (MGs) systems has taken on large shares around the world. Therefore, the research needs related to the control, operation, stability, and resilience of these systems have marked a new paradigm of electric power supply systems. This article aims to improve the voltage stability by including a DSTATCOM device of FACTS technology in an MG integrated by DG of type Solar Photovoltaic and Conventional. The methodology developed is applied in the MG test system of the CIGRÉ, with the premise of analysis two operative mechanisms concerning the occurrence of a contingency, with which the MG will operate in isolation. The analysis is carried out through dynamic simulations in the time domain, where the dynamic behavior of the voltage is analyzed and evaluated, after the grid-MG systems have been subjected to disturbances, triggering the operation on the electric island of the MG. The results shown by the models and control algorithms developed operate satisfactorily, in addition, the applicability and benefits in the installation of DSTATCOM devices in MG systems are demonstrated to improve the operating conditions especially in terms of voltage stability.

Resumen

En la actualidad el posicionamiento de los sistemas de Generación Distribuida (GD) y Microrredes Eléctricas (MREs) han tomado connotadas participaciones alrededor del mundo. Por lo tanto, las necesidades investigativas en torno al control, operación, estabilidad y resiliencia de estos sistemas han marcado un nuevo paradigma de los sistemas de suministro de energía eléctrica. El objetivo de este artículo es mejorar la estabilidad de tensión mediante la inclusión de un dispositivo DSTATCOM de tecnología FACTS en una MRE integrada por GD de tipo Solar Fotovoltaica y Convencional. La metodología desarrollada se aplica en el sistema de prueba de MRE de la CIGRÉ, con la premisa de analizar dos escenarios operativos en relación a la ocurrencia de una contingencia, con lo cual la MRE operará en forma aislada. El análisis se realiza a través de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, donde se analiza y evalúa el comportamiento dinámico de la tensión, después de que los sistemas red-MRE han sido sometidos a perturbaciones, desencadenando la operación en isla eléctrica de la MRE. Los resultados muestran que los modelos y algoritmos de control desarrollados operan satisfactoriamente, además se demuestra la aplicabilidad y beneficios en la instalación de dispositivos FACTS tipo DSTATCOM en sistemas de MREs para mejorar las condiciones operativas en especialmente en términos de estabilidad de tensión.

Index terms— Voltage Stability, Electric Microgrid, Distributed Generation, FACTS, DSTATCOM.

Palabras clave— Estabilidad de Tensión, Microrred Eléctrica, Generación Distribuida, FACTS, DSTATCOM.

Recibido: 30-10-2019, Aprobado tras revisión: 20-01-2020

Forma sugerida de citación: Paredes, L.; Serrano, B.; Molina, M. (2020). "Mejoramiento de la Estabilidad de Tensión con un DSTATCOM en una Microrred Integrada por GD tipo Solar Fotovoltaica y Convencional". Revista Técnica "energía". No. 16, Issue II, Pp. 29-39

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Desde la invención de los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) se planteó como objetivo fundamental proveer energía eléctrica a los centros de consumo, bajo el contexto de requerimientos técnicos, económicos, sociales y también medioambientales. Los requerimientos mencionados se encuentran relacionados entre sí y en cierto grado son dependientes y también opuestos parcialmente. En relación a los requerimientos de confiabilidad y de seguridad estos guardan estrecha relación a través de las necesidades de contar con la suficiente reserva en términos de potencia eléctrica para satisfacer ambos requisitos. No obstante, estas exigencias se contraponen con la operación económica, debido a que para mantener la suficiente reserva energética implica por lo general un incremento de todos los costos operativos de la cadena de valor de un SSEE [1].

Los sistemas de Generación Distribuida y Microrredes Eléctricas, en las dos últimas décadas han recibido una connotada atención, posicionamiento, desarrollo e investigación en los mercados eléctricos. Esto impulsado por cuestiones ambientales, la necesidad de acceso a la energía eléctrica en comunidades remotas y la promesa de una mayor confiabilidad, seguridad, calidad y resiliencia de los sistemas eléctricos [2],[3]. Específicamente, las MREs se consideran un vínculo crítico o un punto de inflexión en la evolución de SSEE integrados verticalmente hacia las redes inteligentes descentralizadas (*smart grids*, en inglés) al facilitar la integración de los DERs (Recursos de Energía Distribuida – *Distributed Energy Resources*, en inglés) basados en Energías Renovables No Convencionales (ERNCs) [4],[5].

Las diferencias que las MREs presentan en comparación con los convencionales SSEE, radican particularmente en diferentes niveles de tensión de distribución, equipamiento del componente de generación, operación desbalanceada en términos de cargabilidad, características eléctricas de los alimentadores (alta relación R/X y longitudes cortas), dependencia de la tensión de carga, GD y Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) basado en inversores, baja inercia, baja capacidad de cortocircuito, cargas sensibles-flexibles y variabilidad e incertidumbre en la potencia de generación basada en DERs [6].

La seguridad operativa en conjunto con la económica energética son los principales tópicos a considerar en la operación y resiliencia de los SSEE y en tiempos actuales particularmente en sistemas de GD y MREs. Este requerimiento puede plantearse básicamente a través de mantener el control en la tensión y frecuencia, la supervisión de los límites térmicos y/o estabilidad sobre los diferentes ramales y nodos, la limitación de las corrientes de cortocircuito en los diferentes nodos y el cumplimiento de un criterio de seguridad ante posibles fallas y contingencias. La

seguridad operativa puede definirse como la capacidad del sistema en un instante determinado de continuar con la operación frente a la salida de servicio imprevista de alguno de los componentes DERs que conforman el sistema de MRE.

Un problema a tener en consideración en las MREs con fuentes de ERNCs a través de DERs, son las constantes fluctuaciones de tensión. Estas fluctuaciones se originan generalmente por las inyecciones temporarias de potencia que la red de distribución principal suministra a la MRE que está conectada a una red de distribución. Adicionalmente, se debe considerar que las fluctuaciones de potencia son debidas a GD de tipo Solar Fotovoltaica (SFV), parques de Generación Eólica (GE) y SAE que están conformando el sistema de MRE [7].

En concordancia a lo manifestado en [8], se cita que pueden ocurrir cambios significativos en los perfiles de tensión y frecuencia en una MRE, cuando ocurren transiciones del modo operativo red-MRE hacia el modo operativo de MRE aislada. En el modo operativo red-MRE, la tensión y la frecuencia son impuestas principalmente por la red principal, limitando el rol de la MRE para realizar servicios auxiliares de regulación de estas dos variables eléctricas. Según lo establecido en el estándar IEEE 1547 [9], se permite la operación en isla de la MREs. En este contexto, la tensión y la frecuencia del sistema ya no son admitidos o referenciados por la red principal, lo que conlleva a que los diferentes DERs que conforman la MRE deban mantener estas variables en rangos aceptables garantizando la estabilidad de la MRE.

A pesar de que en la revisión literaria y bibliográfica se han realizado algunos trabajos que, si bien han abarcado desde diferentes aristas y con distintos enfoques la temática de control y estabilidad de tensión, muchos de ellos no han revestido una mayor profundidad a la problemática relacionada con la estabilidad de tensión bajo la consideración de la incorporación de dispositivos de tecnología FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna, por sus siglas en inglés) en sistemas de MREs.

Los resultados muestran que a través de la incorporación de un dispositivo DSTATCOM de tecnología FACTS en el sistema de MRE empleado, los márgenes y condiciones de estabilidad y perfiles de tensión son mejorados, permitiendo un buen desempeño operativo de la microrred.

El desarrollo del artículo, guarda concordancia con lo que a continuación se presenta: en la sección dos, se expone la metodología de investigación empleada, en las secciones tres y cuatro se aborda el marco teórico de GD, MREs y tecnología FACTS, específicamente el dispositivo DSTATCOM. Posteriormente en la sección cinco se aborda la problemática asociada a la estabilidad de tensión en MREs, consecuentemente se desarrolla en

las secciones seis y siete el caso de estudio, simulaciones, resultados y discusión de la investigación. Para finalmente exponer las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros que se deriven.

2. METODOLOGÍA

La metodología de investigación empleada para la resolución de la problemática expuesta guarda concordancia con el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 1.

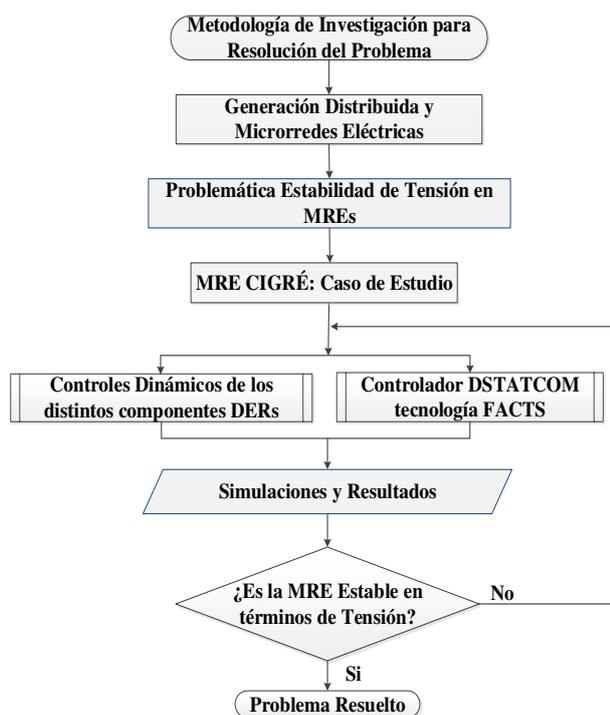


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología Empleada

La primera etapa del desarrollado metodológico consiste en el modelado y puesta a punto del modelo de prueba de MRE, en el cual se ha considerado dos tecnologías de GD de tipo DERs SFV y Generador Convencional tipo Diésel (GCD), los modelos de control se describen en la sección 6. Adicionalmente, se realiza el modelado del dispositivo de tecnología FACTS tipo DSTATCOM, su esquema de control se muestra en la sección 5.1. Para la correcta operación de los DERs y el dispositivo DSTATCOM se desarrolla un esquema de control coordinado en donde el enfoque principal de análisis es mantener estable la tensión eléctrica posterior al aislamiento de la MRE.

3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICRORREDES

Los SSEE se enfrentan a transformaciones y desafíos sin precedentes con la implementación de las *smart grids*. Este nuevo paradigma ha surgido para construir un sistema de energía eléctrica flexible que coordine mejor los recursos de energía y las cargas, con el objetivo de proporcionar eficientemente el suministro

eléctrico de manera sostenible, económica y segura [10]. En la actualidad, el concepto de una estructura operativa y organizacional de la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución abastecida desde una fuente primaria unidireccional de generación ha cambiado. El crecimiento de la demanda de electricidad tiene una relación estrecha entre la expansión de los sistemas de generación, la transmisión y la distribución. Esta expansión permanente y continua justifica la necesidad de la instalación y el aprovechamiento de otras tecnologías que produzcan energía eléctrica en los SSEE.

Todos estos factores parecen indicar que los esquemas actuales de operación centralizada dejarán de adaptarse a los SSEE en un futuro cercano, es decir, que será necesario utilizar nuevos modelos de operación descentralizada que permitan desagregar el sistema consiguiendo una operación más sencilla y adecuada. En este sentido, existe un nuevo concepto de operación descentralizada que permitiría lograr dicho objetivo, es decir, un manejo más flexible y propicio de los sistemas de GD y MREs.

3.1. Generación Distribuida

La estructura de los sistemas eléctricos en la actualidad ha tomado de manera dinámica un nuevo enfoque, permitiendo así que existan fuentes de generación de electricidad que estén eléctricamente más cercanas a los centros de consumo, cargas o usuarios. A esta innovación técnica y operativa se la denomina GD. Para ello, se toma como punto de partida la utilización del sistema eléctrico de distribución en condiciones tradicionales para luego realizar modificaciones topológicas en la red que permitan la penetración de ERNCs, éstas aprovechan recursos y fuentes de energía alternativas como el Sol y el viento para generar electricidad a través de procesos físicos, químicos y electromecánicos, ayudando con ello a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al planeta, en el contexto del calentamiento global [6].

La incorporación de DERs como sistemas de GD a través de fuentes ERNCs en MREs requieren de desafíos técnicos que permitan su penetración con resultados satisfactorios. La GD al estar eléctricamente cercana a las cargas, requiere de resiliencia, confiabilidad y seguridad por parte de la red y de los componentes que conforman los sistemas red-MRE o MRE en modo operativo aislado, para garantizar condiciones operativas adecuadas en los estados dinámico y estacionario [7].

3.2. Microrredes Eléctricas

El concepto de MREs se remonta al año 1882 cuando el inventor Thomas Alva Edison construyó su primera planta de energía en los Estados Unidos. La compañía de Edison instaló 50 MREs de DC en cuatro

No obstante, con las actuales redes de distribución evolucionando en MREs, las caídas de tensión y los límites de cargabilidad asociados a las corrientes circulantes pueden convertirse en un problema de considerable representatividad, en particular con las redes de características eléctricas débiles y antiguas en función de su tiempo de operación [17]. Por lo que, el colapso de tensión, es decir, la disminución lenta y sostenida de la tensión asociada con el proceso de recuperación de carga y capacidad de suministro de potencia reactiva, se convierte en un desafío actual de análisis e investigación en las MREs. El funcionamiento operativo óptimo de las MREs, desde un punto de vista técnico y económico, guarda estrecha vinculación con las características topológicas de los elementos del sistema eléctrico, la cantidad y ubicación de los componentes tipo DERs. Este tipo de GD asociada a la conexión a un sistema tipo red de distribución débil, aumenta los niveles de cortocircuito, dando lugar a la aparición de fluctuaciones de tensión y por ende reducción de los márgenes de estabilidad del sistema MRE, por lo que es imperativo considerar nuevas técnicas y estrategias de control que tomarán connotada influencia para contrarrestar esta problemática [18].

Los términos relacionados a estabilidad de tensión en MREs incluyen: calidad, regulación, distorsión y perfil de tensión. Como se indicó, la estabilidad de tensión en microrredes, consiste en mantener estable la amplitud de tensión en un nivel requerido por el sistema. Las principales causas que provocan problemas de estabilidad de tensión son: límites de potencia reactiva, cargas dinámicas y cambiadores de TAPs en transformadores, equipamiento de electrónica de potencia para el acoplamiento de DERs en la MRE [19].

Con respecto al control dinámico de la tensión, el estándar IEEE 1547-2018 proporciona los requisitos específicos con los que deben contar las unidades DERs cuyo acoplamiento eléctrico a MREs es a través de inversores electrónicos. Por lo que, se permite el soporte dinámico de tensión en condiciones de falla o en transitorios de tensión, otorgando al inversor la capacidad de establecer ajustes al unísono o separadas para las potencias activa y reactiva [9].

5. TECNOLOGÍA FACTS

Para mantener los niveles de seguridad y resiliencia operativa en los sistemas de MREs con DERs de tipo GD, es necesario disponer de reservas de potencia para garantizar el suministro eléctrico. Esta potencia disponible requiere de acciones y metodologías de control que otorguen respuestas rápidas ante la presencia de contingencias que pudiesen presentarse en los sistemas de MREs en sus dos modos operativos. Todo esto con el objetivo de mantener estable la MRE en términos de tensión y frecuencia.

Los dispositivos basados en FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna) ofrecen

un control rápido y confiable sobre algunos parámetros de los SSEE, es decir, la tensión, la impedancia de la línea y el ángulo de fase pueden ser controlados y con ello permiten controlar la estabilidad de tensión de manera dinámica [20]. En este contexto, se pueden mencionar los siguientes beneficios y funcionalidades de esta tecnología en los SSEE con miras a la transición de las redes eléctricas inteligentes: **i)** aumentar la penetración de ERNCs; **ii)** mejorar la capacidad de transferencia de potencia; **iii)** prevenir y reducir flujos de potencia en lazos o anillos; **iv)** lograr controles rápidos en eventos dinámicos para regulación y control de tensión y de frecuencia; **v)** equilibrar flujos de potencia en redes eléctricas en paralelo (arreglos en ternas) para evitar subcarga o sobrecarga en los componentes que forman parte del sistema; **vi)** mejorar márgenes de estabilidad de: tensión, frecuencia y transitoria de la red existente [21]; **vii)** proveer una mayor flexibilidad en la instalación y localización de nuevas plantas generadoras DERs en sistemas red-MRE o únicamente en MRE aislada.

Además, mejoran la estabilidad de tensión al proporcionar soporte de tensión, los FACTS ayudan a la recuperación de los sistemas durante fallas y permiten evitar apagones en cascada o eventos denominados *blackout*, (por su terminología en el idioma inglés). Debido a su capacidad de inyección de potencia reactiva, ayudan también a mejorar la capacidad de transferencia en potencia, mejorando la utilización de la red en general y a los márgenes de estabilidad de tensión y, comportamiento de estabilidad dinámica del sistema [22], [23].

5.1. DSTATCOM

El funcionamiento de un dispositivo DSTATCOM en conexión *shunt* en un PCC (Punto de Común Acoplamiento, por sus siglas en inglés), actúa operativamente como un compensador estático de VAR ya sea de características inductivas o capacitivas independientemente de la tensión del sistema al que esté conectado. En la Fig. 3, se muestra el esquema y conexionado de un DSTATCOM a través de un transformador acoplador [23].

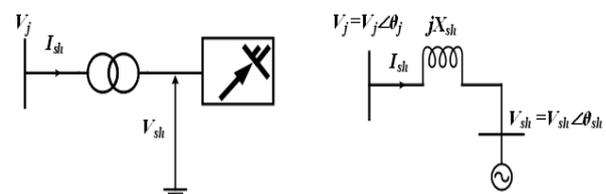


Figura 3: Esquema y diagrama unifilar de conexión DSTATCOM

La tensión de salida V_{sh} que suministra el dispositivo será a frecuencia fundamental y de secuencia positiva. El DSTATCOM suministra una corriente I_{sh} al sistema. Fasorialmente $V_j = V_{sh} + jI_{sh}X_{sh}$ donde X_{sh} representa la reactancia del transformador acoplador. Por lo que, la tensión de salida

del DSTATCOM es V_{sh} controlable tanto en su magnitud como en su fase. En el análisis realizado se ha asumido que no hay pérdidas debido a que el DSTATCOM no tiene capacidad de generar potencia activa por sí mismo, por lo que, el ángulo de fase de V_{sh} se mantiene igual al de V_j , como se muestra en (1).

$$P = \frac{V_j V_{sh}}{X_{sh}} \text{sen}(\theta_j - \theta_{sh}) = 0 \quad (1)$$

Lo que implica que $\theta_j = \theta_{sh}$ y que los fasores serán colineales y abarcando dos posibilidades, en función de que la magnitud de V_{sh} puede ser mayor o menor en comparación con V_j . En la Fig. 5, se muestra los diagramas fasoriales de estas posibilidades operativas.

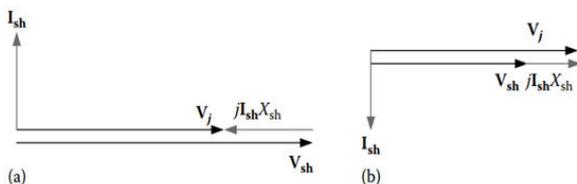


Figura 4: Diagrama fasorial del comportamiento de un dispositivo FACTS tipo DSTATCOM

Para el primer caso, la magnitud de V_{sh} es mayor que V_j , considerando el diagrama fasorial de la Fig. 4 (a), la caída de tensión $jI_{sh}X_{sh}$ está en fase opuesta a ambas tensiones V_{sh} y V_j , lo que resulta que la corriente entregada por el DSTATCOM tenga un adelanto de 90° a la tensión de barra, con lo que su comportamiento sería de características capacitivas, es preciso indicar que como la magnitud de V_{sh} puede variar con la consideración de que la tensión V_j permanezca fija, la caída de tensión $jI_{sh}X_{sh}$ también varía, es decir, la corriente del DSTATCOM variará, con lo que se concluye que el DSTATCOM se comporta como un capacitor variable que entrega potencia reactiva al sistema.

Para el segundo caso, la magnitud de V_{sh} es menor que V_j , considerando el diagrama fasorial de la Fig. 4 (b), la caída de tensión $jI_{sh}X_{sh}$ está en fase a ambas tensiones V_{sh} y V_j , lo que resulta que la corriente entregada por el DSTATCOM retrase a la tensión de la barra en 90° , con lo que su comportamiento sería de características inductivas, es preciso indicar que como la magnitud de V_{sh} puede variar con la consideración de que la tensión V_j permanezca fija, la caída de tensión $jI_{sh}X_{sh}$ también varía, es decir, la corriente del DSTATCOM variará, con lo que se concluye que el DSTATCOM se comporta como un inductor variable que absorbe potencia reactiva del sistema [24].

Para el modelado del dispositivo DSTATCOM, se ha considerado un generador estático a través de una fuente de corriente controlable [25]. El esquema de control de este dispositivo se presenta en la Fig. 5.

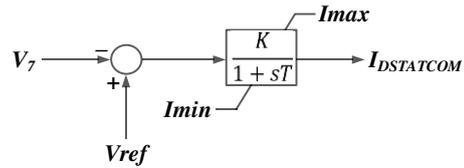


Figura 5: Esquema de Control del dispositivo DSTATCOM

6. MRE – CASO DE ESTUDIO

En el desarrollo de este artículo, se ha considerado el modelo de MRE de la CIGRÉ [16], cuyo diagrama unifilar se muestra en la Fig. 6. La tensión de operación es de 20 kV, dos tecnologías de GD de tipo DERs SFV y GCD son conectadas en el PCC. Para el GCD se ha considerado los siguientes dispositivos de control: Regulador Automático de Tensión (AVR, en inglés) tipo ESAC8B, Gobernador tipo *Diesel Engine Governor*, este par de dispositivos se encuentran disponibles en la biblioteca de PowerFactory DIgSILENT. Para el SFV se ha considerado el modelo WECC_PV con algunas modificaciones en sus esquemas de control adaptándose a los novísimos requerimientos planteados en la norma IEEE-1547-2018 en relación a la capacidad de operación aislada del SFV, soporte de tensión y potencia reactiva.

Adicionalmente, se parte de la hipótesis simplificada de no contar con transformadores de acoplamiento para las cargas de la MRE, las potencias de demanda para las cargas son acorde a las referencias [16] y [26]. El modelado y puesta en marcha del sistema red-MRE para las etapas de simulación se han realizado en el *software* PowerFactory DIgSILENT versión 2018.

Se define como perturbación en el sistema de estudio a la desconexión del enlace eléctrico a nivel de media tensión que une galvánicamente la red equivalente y la MRE.

A continuación, se presentan un conjunto de simulaciones de los sistemas red-MRE y MRE. Las premisas de análisis corresponderán al comportamiento dinámico de la tensión en el dominio del tiempo, teniendo en cuenta una ventana de tiempo para el análisis de 10 s. Este tiempo de evaluación es concordante con el criterio de análisis de estabilidad de tensión de MREs en el corto plazo.

7. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

En el caso de estudio considerado, ver Fig. 6, se simula una falla trifásica a tierra (al 50% de su longitud y a los 2 s de iniciada la simulación) en el alimentador de media tensión que conecta el sistema de red equivalente y el sistema de MRE. Inmediatamente después, la falla es despejada en 200 ms con la apertura de los disyuntores adyacentes al alimentador primario, con lo que, se aíslan los sistemas red y MRE. Es decir, a partir de los 2,2 s de iniciado el proceso de simulación, la MRE tiene modo de operación aislado. Con lo

anteriormente señalado, se presentan los dos casos de estudio en los cuales se evalúa el comportamiento dinámico de la tensión eléctrica en el sistema de MRE cuando se produce el aislamiento.

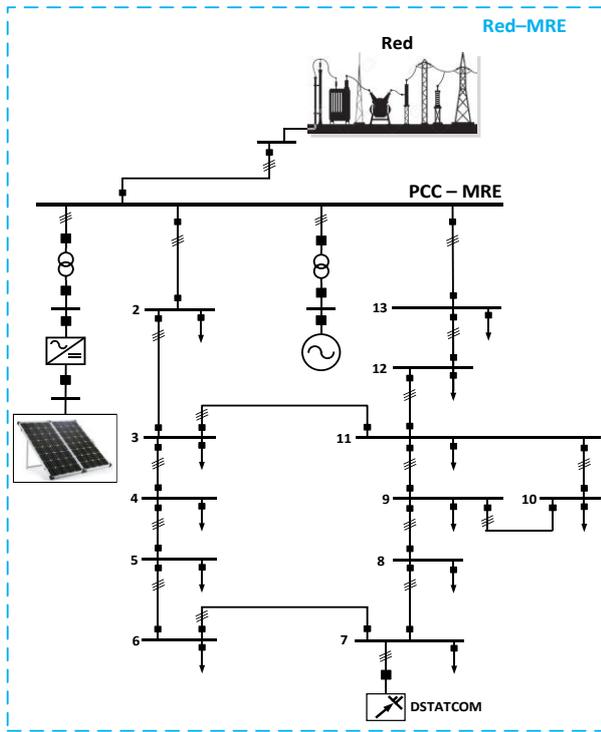


Figura 6: Sistema Microrred de prueba CIGRÉ [16]

En condiciones operativas normales, la importación de flujos de potencia desde el sistema red hacia la MRE corresponden a: $P=191,8 \text{ kW}$ y $Q=142,3 \text{ kVAr}$. La potencia generada por el sistema de GD en la MRE corresponde así: SFV $P=950 \text{ kW}$ y $Q=0 \text{ kVAr}$; GCD $P=2\,700,5 \text{ kW}$ y $Q=2\,904,5 \text{ kVAr}$.

Es decir, en condiciones normales, la demanda total en términos de potencia del sistema MRE corresponden a: $P=3\,842,3 \text{ kW}$ y $Q=3\,046,8 \text{ kVAr}$. Los nodos de la MRE que se muestran en los resultados corresponden al nodo PCC por su característica topológica del sistema y el nodo 7 debido a la presencia de una carga dinámica conectada. Por lo tanto, las tensiones nodales son: $V_{PCC}=0,98 \text{ p.u.}$; $V_7=0,97 \text{ p.u.}$

Una vez que se ha ocurrido la falla y esta ha sido despejada, el sistema MRE se encuentra operativo en modo isla. Para lo cual se ha considerado dos casos de análisis. Caso 1: Perturbación en el sistema sin el dispositivo DSTATCOM. Caso 2: Perturbación en el sistema con la incorporación del dispositivo DSTATCOM conectado en el nodo 7, debido a que este nodo es el más alejado desde el PCC y también, por la carga dinámica conectada.

Para ambos casos, después de ocurrida la contingencia, el componente de GD tipos DERs SFV y

GCD, tienen que responder través de sus sistemas de control para reestablecer la tensión a un valor permisible, en concordancia a lo que establecen los actuales códigos de red, en este estudio se ha considerado una banda permisible de fluctuación para la tensión en $\pm 0,05 \text{ p.u.}$ en referencia a la tensión nominal.

7.1. Transición modos operativos: red-MRE a MRE aislada, sin DSTATCOM

En la Fig. 7, se muestran los comportamientos dinámicos de las tensiones para los nodos PCC y 7 de la MRE. Donde se puede observar que existen oscilaciones durante la falla, así como también, en el proceso de pos falla. Las tensiones alcanzan los valores máximo y mínimo de $1,086 \text{ p.u.}$ y $0,549 \text{ p.u.}$, respectivamente.

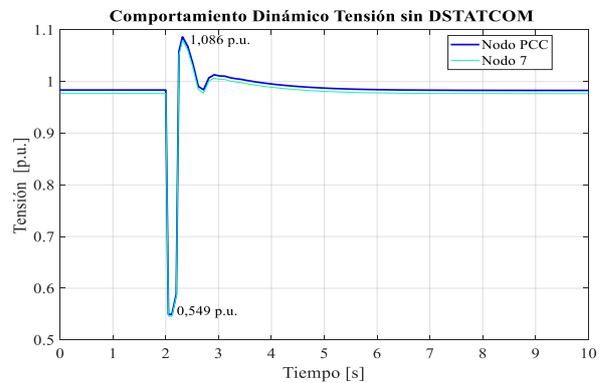


Figura 7: Comportamiento Dinámico Tensión sin DSTATCOM

A partir de los resultados obtenidos en el proceso de simulación mostrado en la Fig. 8, el SFV a través de su inversor responde satisfactoriamente a sus características de control y protección frente a contingencias [9]. Es decir, que la estrategia de control empleada para el inversor ha permitido una respuesta que realice una priorización en términos de disminuir la potencia activa generada y participar con un aporte de potencia reactiva durante la falla con el objetivo de recuperar la tensión.

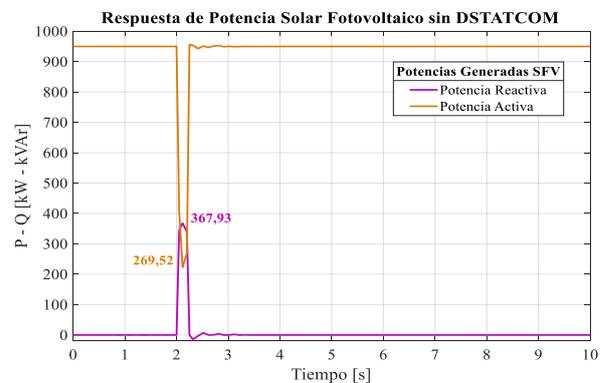


Figura 8: Respuesta de Potencia SFV sin DSTATCOM

En la Fig. 9, se muestra como es el comportamiento y respuesta en términos de potencia reactiva del GCD, se muestra que $8,91 \text{ MVar}$ es el transitorio alcanzado al momento de plena falla, no obstante, mientras transcurre

el tiempo, la potencia reactiva disminuye, actuando de manera coordinada con el SFV para mantener estables las tensiones nodales en la MRE.

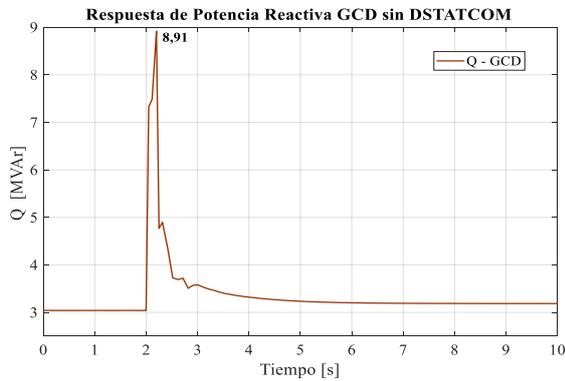


Figura 9: Respuesta Potencia Reactiva GCD sin DSTATCOM

7.2. Transición modos operativos: red-MRE a MRE aislada, con DSTATCOM

Toda vez, que se ha incluido el dispositivo DSTATCOM de tecnología FACTS en el nodo 7 de la MRE, se obtuvieron los siguientes resultados del proceso de simulación. En primera estancia en la Fig. 10, se muestra los comportamientos dinámicos de las tensiones en los nodos PCC y 7, para establecer diferencias y presentar las mejoras en términos de la estabilidad de tensión en el sistema MRE. Las oscilaciones de tensión que se presentaron en la simulación sin DSTATCOM, en el presente escenario se han amortiguado. Los valores máximo y mínimo de la tensión son: 1,056 p.u. y 0,612 p.u., respectivamente. Por lo que, se puede concluir que hay mejoras con la incorporación del DSTATCOM.

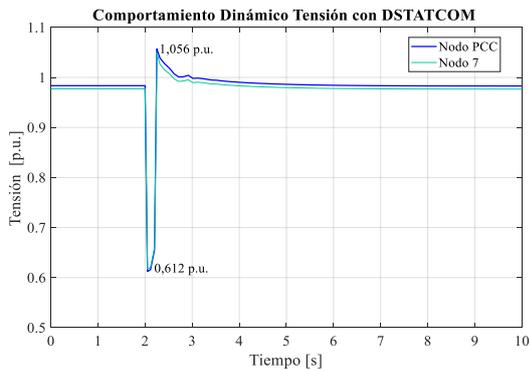


Figura 10: Comportamiento Dinámico Tensión con DSTATCOM

A continuación, se presenta el desempeño operativo del dispositivo DSTATCOM modelado, en términos de potencia reactiva y de sus corrientes en los ejes I_q (cuadratura) e I_d (directo), respectivamente. Ver Fig. 11. El aporte de potencia reactiva del DSTATCOM se produce justamente en el momento que ocurre la contingencia como se muestra en la Fig. 12. Con el transcurso del tiempo, se observa que el desempeño de potencia reactiva varía en función de que la tensión se va estabilizando posterior a la falla, en concordancia a

lo mostrado en la Fig. 10.

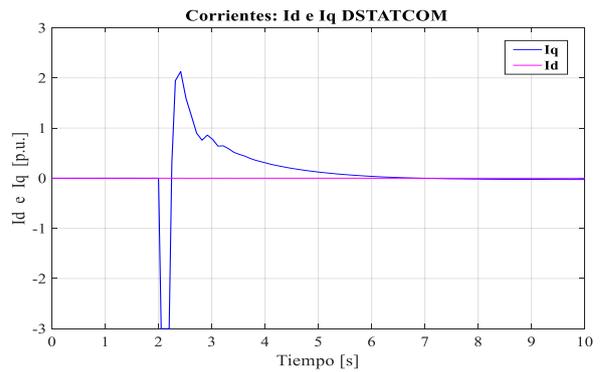


Figura 11: DSTATCOM desempeño corrientes I_q e I_d

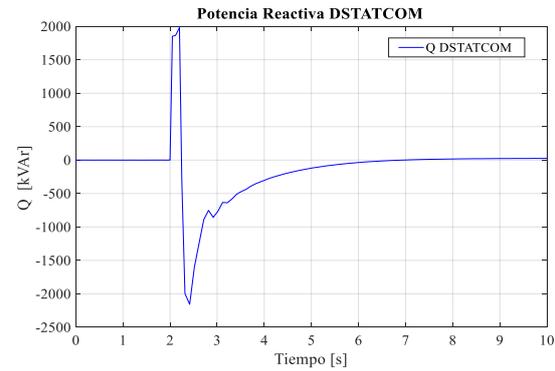


Figura 12: Desempeño Potencia Reactiva DSTATCOM

Las dos tecnologías de GD que se tienen en la MRE, tienen un comportamiento operativo en términos de tensión y respuesta de potencia reactiva, son presentados a continuación. En la Fig. 13, se aborda el desempeño del SFV en términos de sus potencias activa y reactiva.

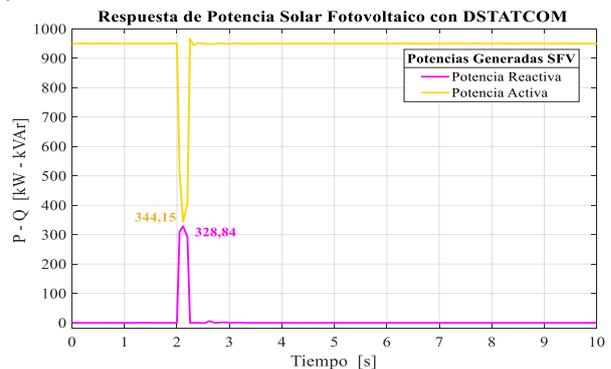


Figura 13: Respuesta de Potencia SFV con DSTATCOM

En la Fig. 14, se muestra el comportamiento y respuesta en términos de potencia reactiva del GCD, se muestra que 8,82 MVar es el transitorio alcanzando al momento de plena falla, no obstante, mientras transcurre el tiempo, la potencia reactiva se estabiliza debido a la operación coordinada con el SFV y el DSTATCOM. Por lo que, se comprueba que la respuesta rápida del DSTATCOM permite una mejora en las solicitaciones de GCD y SFV y mantener estables las tensiones

nodales.

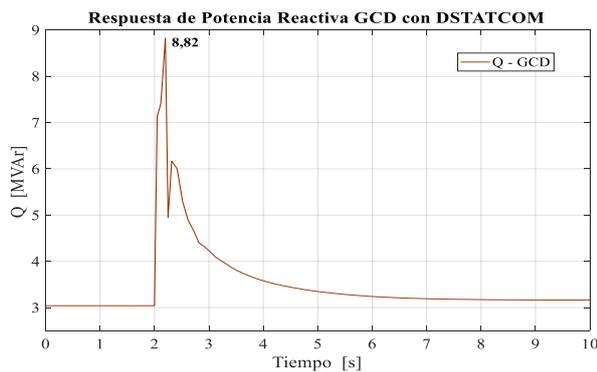


Figura 14: Respuesta Potencia Reactiva GCD con DSTATCOM

Finalmente, en la Fig. 15, se muestra comparativamente el comportamiento dinámico de la tensión en el nodo PCC de la MRE, para los dos casos de estudio analizados. Mostrándose, por lo tanto, una mejora en el margen de estabilidad de tensión transitoria.

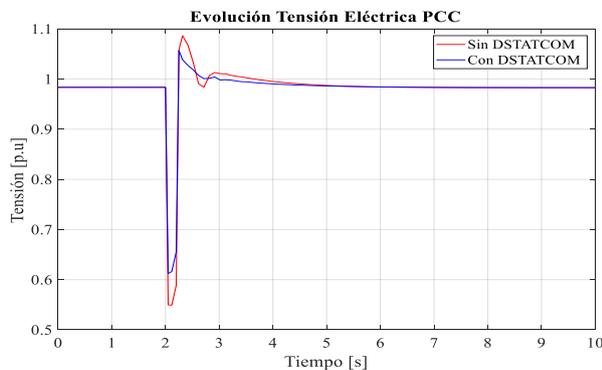


Figura 15: Comportamiento Dinámico Tensión Comparativo

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este artículo se presenta un estudio que corresponde al aislamiento de una microrred con énfasis en el comportamiento de la tensión cuando ocurre una falla en el alimentador que interconecta los sistemas de red de distribución equivalente y MRE. Las dos tecnologías de GD de tipos solar fotovoltaica y convencional han sido realizadas a través de modelado dinámico, justamente para analizar el comportamiento transitorio de la MRE a través de simulaciones en el tiempo.

De los resultados obtenidos, se concluye lo siguiente. Cuando la perturbación ocasionada por la falla se produce, se observa una caída y oscilaciones en la tensión del sistema MRE, la misma que es mejorada y mitigada cuando se incorpora el DSTATCOM, permitiendo así, mejorar los perfiles de tensión de todos los nodos. La estrategia de control del SFV ha permitido que este DER realice soporte de tensión ante la falla, como lo establece la normativa IEEE-1547-2018, evitando el colapso de tensión en la MRE. En relación al GCD, se ha mostrado un buen desempeño del sistema MRE aislado, debido a que contribuye en términos de

potencia activa con el SFV para el suministro de servicio hacia las cargas, así como también, con una respuesta adecuada en términos de potencia reactiva, lo que ha permitido que las tensiones nodales estén cercanas a 1 p.u. post contingencia.

Finalmente, se puede concluir que el modelado de DERs y el dispositivo DSTATCOM, en conjunto con los algoritmos de control desarrollados han funcionado satisfactoriamente. Un dispositivo DSTATCOM entre sus características intrínsecas permite desempeñar mejoras en el comportamiento dinámico en los sistemas de MREs, esta compensación adicional puede ser desacoplada entre las potencias activa y reactiva, en este artículo el modelo desarrollado ha sido considerado para la potencia reactiva, con el objetivo de mejorar la estabilidad de tensión en la MRE aislada.

Como trabajos futuros derivativos de esta investigación, se plantea la incorporación de otras tecnologías de GD de tipos: eólica, mini hidráulica y sistemas de almacenamiento de energía que en conjunto con dispositivos de tecnología FACTS permitan analizar el comportamiento dinámico de MREs desde un enfoque de resiliencia operativa en escenarios de incertidumbre de generación y demanda.

AGRADECIMIENTO

Esta investigación ha sido efectuada gracias al apoyo financiero del Servicio Alemán de Intercambio Académico (*Deutscher Akademischer Austauschdienst – DAAD*, por sus siglas en alemán).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. G. Molina, "Regulación primaria de frecuencia en sistemas eléctricos aplicando dispositivos electrónicos de potencia y almacenadores de energía.," Universidad Nacional de San Juan, 2005.
- [2] D. T. Ton and W.-T. P. Wang, "A more resilient grid: The U.S. Department of Energy joins with stakeholders in an R&D plan," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 3, pp. 26–34, 2015.
- [3] K. P. Schneider, F. K. Tuffner, M. A. Elizondo, C. C. Liu, Y. Xu, and D. Ton, "Evaluating the Feasibility to Use Microgrids as a Resiliency Resource," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 687–696, 2017.
- [4] D. E. Olivares et al., "Trends in microgrid control," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [5] J. Guerrero et al., "Distributed generation: Toward a new energy paradigm," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, 2010.
- [6] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, "Microgrids — a Methodological Review in the Current Context of Electric Systems," *CIEEPI -*

- Rev. del Col. Ing. Eléctricos y Electrónicos Pichincha, no. 49, 2019.
- [7] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, "Energy Management in Isolated Microgrids of the Ecuadorian Amazon Region," in 3er Simposio Ibero-Americano en Microrredes Inteligentes con Integración de Energías Renovables, 2019.
- [8] F. Katiraei, M. R. Iravani, and P. W. Lehn, "Microgrid autonomous operation during and subsequent to islanding process," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, 2005.
- [9] IEEE PES Industry Technical Support Task Force, "Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters," 2018.
- [10] M. G. Molina, "Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2191–2219, 2017.
- [11] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [12] T. Samad and A. M. Annaswamy, "Controls for Smart Grids: Architectures and Applications," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2244–2261, 2017.
- [13] Microgrids at Berkeley Lab, "Microgrids definitions." [Online]. Available: <https://goo.gl/3JsCGm>. [Accessed: 26-May-2018].
- [14] M. Smith, "Overview of the US Department of Energy's Research & Development Activities on Microgrid Technologies," 2009 Symp. Present. Micro-Grid, 2009.
- [15] M. Farrokhhabadi, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, "Frequency control in isolated/islanded microgrids through voltage regulation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1185–1194, 2017.
- [16] C. A. K. Strunz, E. Abbasi, "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources," *CIGRE, no. ELECTRA*, pp. 4–6, 2014.
- [17] R. B. Prada, "Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. ii, pp. 573–577, 1998.
- [18] P. Coelho, M. Gomes, and C. Moreira, *Microgrids Design and Implementation*. 2019.
- [19] Y. Xu, C.-C. Liu, K. Schneider, F. Tuffner, and D. Ton, "Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 1–1, 2016.
- [20] J. Hossain and H. R. Pota, *Robust Control for Grid Voltage Stability: High Penetration of Renewable Energy*. 2014.
- [21] F. Z. Peng, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Resilient AC Distribution Systems (RACDS) in Smart Grid," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2099–2115, 2017.
- [22] L. Gyugyi, R. A. Otto, and T. H. Putman, "Principles and applications of static, thyristor-controlled shunt compensators," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 5, pp. 1935–1945, 1978.
- [23] N. G. Hingoranl, L. Gyugyi, and M. E. El-Hawary, *Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible ac transmission systems*. 1999.
- [24] S. Bhowmick, *Flexible AC Transmission Systems (FACTS): Newton Power-Flow Modeling of Voltage-Sourced Converter-Based Controllers*, no. I. 2016.
- [25] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer, 2014.
- [26] C. A. Cañizares, *Microgrid Stability Definitions, Analysis and Modeling*, IEEE. 2018.

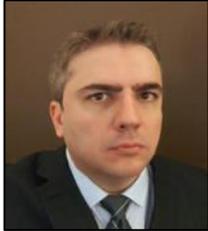


Luis Angel Paredes. – Nació en Quito, Ecuador en 1987. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2012 y de Magíster en Gestión de Energías en 2016. Además, ha realizado varios cursos y especializaciones en temáticas de energía eléctrica en Estados Unidos, China, Perú, Chile y Brasil. Su experiencia profesional ha sido desarrollada en varias empresas e instituciones del sector eléctrico y energético del Ecuador. Actualmente es candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ph.D.) del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) en Argentina. Sus campos de investigación están relacionados con: Resiliencia de los Sistemas Eléctricos, Estabilidad y Control en Microrredes Eléctricas, FACTS, Electromovilidad, Energías Renovables y Eficiencia Energética.



Benjamín Rodolfo Serrano. – Nació en San Juan, Argentina en 1955. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en 1981. Realizó perfeccionamientos en el Institut fuer Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft de la Universidad RWTH de Aachen, Alemania desde 1984 a 1987 y en el

Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Madrid, España entre 1997 y 1998. Obtuvo su título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ, Argentina en 2017. Actualmente es docente e investigador en el IEE de la UNSJ-CONICET y sus campos de investigación están relacionados con la Programación Óptima de la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, considerando en forma específica del Control de Tensiones y Suministro de Potencia Reactiva.



Marcelo Gustavo Molina. – Es profesor titular de Electrónica de Potencia, Energías Renovables y Redes Eléctricas Inteligentes en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) e investigador principal del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina.

Desde 2019 se desempeña como Director del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ-CONICET. El Dr. Molina recibió el título de Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en 1997 y su Ph.D. de la misma universidad en 2004. Es autor de un libro en el campo del almacenamiento de energía y es autor/coautor de ocho capítulos de libros en ingeniería eléctrica y más de 200 publicaciones en su campo de especialización. Sus actividades de investigación se centran en el modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, generación renovable y la aplicación de almacenamiento de energía conectado a la red.