

## Mejora de la estabilidad dinámica de tensión en una microrred utilizando un DSTATCOM

Paredes, L.\* , Molina, M., Serrano, B.

*Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan – CONICET, Av. Libertador Gral. San Martín 1109, J5407, San Juan, Argentina.*

**To cite this article:** Paredes, L., Molina, M., Serrano, B. 2021. Improvement of dynamic voltage stability in a microgrid using a DSTATCOM. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 18, 385-395. <https://doi.org/10.4995/riai.2021.14813>

### Resumen

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia basados en microrredes están alcanzando un importante posicionamiento en diferentes localidades alrededor del mundo. Las múltiples tecnologías de generación distribuida empleadas en las microrredes modernas permiten una operación conjunta de fuentes de energías renovables y no renovables con múltiples tipos de cargas. No obstante, las cargas dinámicas de tipo motor de inducción (MI) representan uno de los factores más críticos que hacen que los sistemas de microrredes sean vulnerables a escenarios que podrían desencadenar en inestabilidades de tensión. En este trabajo se propone la incorporación de dispositivos FACTS (sistemas de transmisión flexibles de ac) para mejorar la estabilidad dinámica de tensión en microrredes con alta penetración de cargas dinámicas. El trabajo se enfoca en el impacto de incluir un DSTATCOM (compensador estático de distribución) en una microrred con alta penetración de carga dinámica de tipo MI cuando ocurre una falla que provoca el aislamiento operativo de la microrred. Se analizan varios estudios de casos utilizando el sistema de prueba de microrred de la CIGRÉ. Los resultados muestran las mejoras en la estabilidad dinámica de tensión de la microrred con la operación coordinada de las tecnologías de generación distribuida y el DSTATCOM.

*Palabras clave:* Estabilidad dinámica de tensión, DSTATCOM, microrred, cargas dinámicas, motores de inducción.

### Improvement of dynamic voltage stability in a microgrid using a DSTATCOM

#### Abstract

Presently, electric power systems based on microgrids are reaching an important position in different locations around the world. The multiple distributed generation technologies employed in modern microgrids allow a joint operation of renewable and non-renewable energy sources with many types of loads. Nonetheless, induction motor (IM) type dynamic loads represent one of the most critical factors that make microgrid systems vulnerable to scenarios that could trigger voltage instability. This paper proposes the incorporation of FACTS (flexible ac transmission system) devices to improve the dynamic voltage stability of microgrids with high dynamic load penetration. The work focuses on the impact of including a DSTATCOM (distribution static compensator) in a microgrid with high IM type dynamic load penetration when a fault occurs that causes the microgrid isolation. Various case studies are analyzed using the CIGRÉ microgrid test system. The results show the improvements in the voltage stability of the microgrid with the coordination of distributed generation technologies and the DSTATCOM.

*Keywords:* Dynamic voltage Stability, DSTATCOM, microgrid, dynamic loads, induction motors.

### 1. Introducción

En la actualidad, los sistemas de microrredes eléctricas (MREs) están adquiriendo una gran relevancia y expansión en los sistemas eléctricos a nivel mundial. La disponibilidad de diferentes fuentes de energías renovables no convencionales (ERNcs) han permitido desarrollar de mejor manera los

sistemas de generación distribuida (GD), llevando a la necesidad de disponer de investigación y desarrollo que permitan una adecuada operatividad de estos sistemas con fuentes energéticas convencionales en diferentes condiciones y escenarios operativos. Las MREs se consideran un punto de inflexión en la evolución de los sistemas eléctricos estructurados verticalmente hacia las redes inteligentes

descentralizadas (*smart grids*, en inglés) al facilitar la integración de los recursos de energía distribuida (REDs) basados en ERNCs (Paredes, Serrano, & Molina, 2019d), (Olivares et al., 2014).

Los contrastes que las MREs presentan en comparación con los sistemas eléctricos de potencia convencionales, radican particularmente en diferentes niveles de tensión de distribución, 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 convencional y basada en inversores de electrónica de potencia, baja inercia, baja capacidad de cortocircuito, cargas sensibles-flexibles y variabilidad e incertidumbre en la potencia de generación basada en REDs.

Un problema a tener en consideración en las MREs con gran cantidad de REDs basados en ERNCs son las constantes variaciones en la tensión de suministro que obedecen a fluctuaciones de potencia. Estas fluctuaciones se producen generalmente debido a tecnologías de GD de tipo solar fotovoltaica (SFV) y generación eólica (GE), entre las más importantes (Paredes, Molina, & Serrano, 2020b).

Según lo establecido en el estándar IEEE 1547-2018 (IEEE PES Industry Technical Support Task Force, 2018), se permite la operación en isla de las MREs. En este contexto, la tensión y la frecuencia del sistema ya no son establecidos por la red principal, lo que conlleva a que los diferentes REDs que conforman la MRE deban mantener estas variables en rangos aceptables garantizando el control y la estabilidad de este sistema. Adicionalmente, una MRE puede operar conectada a un sistema de distribución, por lo general en rangos de media tensión, conociéndose a este modo operativo como red-MRE. Asimismo, pueden ocurrir cambios significativos en los perfiles de tensión y frecuencia en la MRE cuando ocurren transiciones de este modo operativo hacia el modo de operación de MRE aislada o autónoma.

Diferentes tipos de perturbaciones pueden ocasionar inconvenientes que pongan en riesgo la estabilidad de la MRE. Entre las principales perturbaciones se consideran las fallas en el enlace que une galvánicamente los sistemas red-MRE, así como también, se pueden presentar fallas en los componentes REDs y alimentadores o variaciones abruptas repentinas en las cargas que conforman la microrred. Por lo mencionado, 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 (Coelho, Gomes, & Moreira, 2019).

Adicionalmente, dependiendo del marco de tiempo, la estabilidad de tensión en MREs puede ser clasificada como un fenómeno de corto plazo (3-5 s) o de largo plazo (en el rango de minutos). Sin embargo, la alta penetración de equipamiento basado en electrónica de potencia a través de las unidades REDs, principalmente sistemas fotovoltaicos y conexionado de distintas cargas dinámicas electrónicamente controladas, también ponen en riesgo la estabilidad de tensión en las microrredes eléctricas (Afrin, Yang, Lu, & Islam, 2018).

Con respecto al control dinámico de la tensión, el estándar IEEE 1547-2018 proporciona los requisitos específicos con los que deben contar las unidades REDs cuyo acoplamiento eléctrico a la MRE es a través de inversores electrónicos. Por

este motivo, 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 separados para las potencias activa y reactiva (IEEE PES Industry Technical Support Task Force, 2018).

Típicamente, las cargas motóricas representan entre el 60% y 70% del consumo energético de un sistema de suministro de electricidad (Khadem Abbasi, Muatafa, & Mokhtar, 2011). Particularmente los Motores de Inducción (MIs) son ampliamente utilizados en los sectores industrial y residencial por su estructura simple, operación confiable y bajo costo (Wu, Wu, & Dongt, 2018). Por lo tanto, considerar este tipo de cargas dinámicas en los sistemas de MREs se torna fundamental, con la premisa que este tipo de cargas requieren una considerable demanda de potencia reactiva para su correcto funcionamiento.

Problemas asociados a la estabilidad de tensión en MREs y particularmente teniendo en consideración la presencia de cargas dinámicas de tipo MI se han abordado en algunas investigaciones (Afrin et al., 2018), (Wu et al., 2018), (Alaboudy, Zeineldin, & Kirtley, 2013) y (Tuffner, Schneider, Hansen, & Elizondo, 2019). En (Afrin et al., 2018) se aborda el problema de estabilidad dinámica de tensión considerando el impacto de la carga de tipo MI en una MRE en isla durante la ocurrencia de falla. Se analiza una estrategia de control enfocada en el soporte de potencia reactiva para un generador SFV. En la investigación de (Wu et al., 2018) se presenta un modelo matemático que ejemplifica el proceso de arranque de un MI en una MRE y su efecto en la estabilidad transitoria. Por su parte, en (Alaboudy et al., 2013) se propone una estrategia de control para GD de tipo sincrónica y basada en inversores, para apoyar la estabilidad de la MRE. En este caso se desarrolla un modo de control transitorio basado en *droop*, para obtener la gestión de corriente de los componentes que permita que la MRE resista fallas transitorias y reanude su operación en modo aislado con la presencia de cargas dinámicas de tipo MI. Adicionalmente, en (Tuffner et al., 2019) se analiza la presencia de modelos dinámicos electromecánicos de múltiples estados de la carga, considerando que la MRE posee baja inercia. Se analizan operaciones de conmutación, pérdidas de unidades REDs y arranques de MI bajo la premisa de un análisis de resiliencia operativa en el sistema.

Por otro lado, en lo que respecta a investigaciones que hacen uso de dispositivos FACTS (sistemas de transmisión flexibles de ac) para las aplicaciones propuestas, se pueden citar las que se detallan a continuación. En (Jayawardena, Meegahapola, Robinson, & Perera, 2015), se presenta un análisis del comportamiento *low-voltage ride-through* (LVRT) de las MREs con un DSTATCOM (compensador estático de distribución) y la capacidad que puede otorgar la MRE para soportar la red durante fallas externas. Se toman dos enfoques para investigar el comportamiento LVRT de una MRE conectada a la red como una sola entidad. Las cargas analizadas son de tipo estáticas y se instala un DSTATCOM en diferentes ubicaciones de la MRE, para analizar el comportamiento de la tensión y el soporte de potencia reactiva a la red externa. La contribución del DSTATCOM permitió mejorar el soporte dinámico de la tensión en el PCC (Punto de Común Acoplamiento, por sus siglas en inglés) y el soporte de potencia reactiva de los REDs individuales en la MRE. Es

decir, se ha demostrado la utilidad de un DSTATCOM para mejorar el comportamiento LVRT de las microrredes en sus diferentes modos operativos, con cargas de tipo estáticas. En (Freitas, Morelato, Xu, & Sato, 2005) se analiza a través de simulaciones electromagnéticas el comportamiento de un DSTATCOM, como controlador de tensión y factor de potencia en un sistema de distribución, que cuenta con cargas de tipo MI y estáticas. Se determinó que con la incorporación del DSTATCOM se mejora también en este caso la estabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta los antecedentes expuestos, este artículo propone la incorporación de dispositivos FACTS para mejorar la estabilidad dinámica de tensión de MREs con alta penetración de carga dinámica. El trabajo se centra en el impacto de incluir un DSTATCOM en una microrred con gran presencia de cargas dinámicas de tipo MI y cargas estáticas de tipo PQ (modeladas como potencias: activa y reactiva constantes). Para ello, se analizan varios estudios de caso utilizando un sistema de prueba de microrred de CIGRÉ, cuando ocurre una falla que causa el aislamiento de la microrred. Se muestra el desempeño del dispositivo DSTATCOM operando de manera coordinada con los diferentes REDs con el fin de mejorar la estabilidad dinámica de tensión de la MRE.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera. La problemática referente a la estabilidad dinámica de tensión en MREs se aborda en la Sección II. Posteriormente, en la Sección III, se presentan los modelos dinámicos de la carga MI y del dispositivo DSTATCOM. La sección IV, expone una descripción breve de los sistemas de MRE y GD y se abordan las simulaciones y discusión de los resultados obtenidos en la mejora de la estabilidad dinámica de tensión en la MRE. Finalmente, en la sección V, se presentan las conclusiones derivadas del estudio realizado.

## 2. Estabilidad dinámica de tensión en microrredes

La modernización de los sistemas eléctricos y la consecuente implementación de la tecnología de microrredes eléctricas requieren acciones de optimización dinámica de operación y de la gestión de recursos y componentes que conforman estos sistemas, todo esto con el objetivo de realizar una detección rápida y mitigación eficiente de las diferentes perturbaciones que pueden estar inmersas en las MREs dificultando su operatividad (Molina, 2017). En MREs, los límites operativos y de capacidad de los REDs, además de la sensibilidad de la potencia de consumo de la carga a la tensión suministrada, son factores críticos que se deben considerar en la mitigación y análisis de perturbaciones que desemboquen en dificultades para mantener estable la tensión. Según lo expuesto, los fenómenos que se presenten en la MRE pueden originar escenarios de inestabilidad de tensión en los estados dinámico y estacionario. Otra de las principales causas que provocan inestabilidad de tensión es el bajo intercambio de potencia reactiva entre los REDs que conforman la MRE (Paredes, Serrano, & Molina, 2019a).

De acuerdo con lo presentado en (Katiraei, Irvani, & Lehn, 2005), se observa que pueden ocurrir cambios significativos en los perfiles de tensión y frecuencia en una MRE cuando ocurren transiciones entre los modos de operación red-MRE y MRE en isla (operación autónoma). Estos cambios se deben

fundamentalmente al fuerte acoplamiento entre diversas variables del sistema, como los flujos de potencia activa y reactiva, así como también la tensión y la frecuencia. En particular, tal acoplamiento entre estas variables es evidente en MREs bajo condiciones de estrés (alta cargabilidad), desencadenando problemáticas asociadas a inestabilidades. En MREs, los alimentadores son de corta longitud, por lo que cualquier cambio en la magnitud de tensión de los terminales de los REDs se ve reflejado casi de manera inmediata en el resto del sistema. Por lo tanto, si no se coordinan adecuadamente estas diferencias en las magnitudes de la tensión en los terminales de los REDs, podrían producirse elevados flujos de potencia reactiva circulante en la MRE, dando lugar a la presencia de grandes oscilaciones en la tensión y eventuales colapsos (Sao & Lehn, 2005).

En el contexto de microrredes, las grandes perturbaciones que se incluyen son: cortocircuitos, transiciones no planificadas desde el modo de operación conectada a la red hasta el modo isla, y la pérdida o salida de unidades de generación REDs. Estas perturbaciones pueden provocar grandes apartamientos de frecuencia y tensión y, también oscilaciones de potencia entre los REDs que conforman la MRE (Yin Xu, Liu, Schneider, Tuffner, & Ton, 2016). Comportamiento similar se observa durante la desconexión involuntaria o no planificada de la MRE a la red de distribución (Khodaei, 2014). Por lo tanto, la coordinación adecuada de potencia de suministro entre los REDs y el tiempo de respuesta de sus controladores es críticamente importante para mantener la estabilidad del sistema (Yin Xu et al., 2016), (Khodaei, 2014). En términos del marco de tiempo, los problemas de estabilidad debidos a grandes perturbaciones en MREs se pueden clasificar como fenómenos de corto plazo, es decir, en el orden de unos pocos segundos. Sin embargo, en otra clasificación se considera la estabilidad de tensión de gran señal, la cual se refiere a la capacidad de la microrred para controlar la tensión después de ser sometida a grandes perturbaciones, tales como fallas, deslastes o cambios abruptos en la carga. Este análisis se realiza dinámicamente a través de métodos en el dominio del tiempo (Hosseinzadeh et al., 2019). Estos aspectos y problemáticas se abordan a continuación.

### 2.1. Índice de Severidad de Tensión Dinámica Transitoria.

Con el objetivo de cuantificar el comportamiento dinámico de la tensión durante y después de la perturbación, que ha desencadenado la operación aislada de la microrred, se presenta una expresión matemática que permite evaluar y determinar el desempeño en términos de estabilidad dinámica de tensión. En (1) se presenta el Índice de Severidad de Tensión Dinámica Transitoria (ISTDT), el cual ha sido adaptado de (Yan Xu et al., 2014) para el análisis en microrredes eléctricas. En concomitancia con (1) y según se desprende de la curva de tensión en un nodo de una MRE ante la ocurrencia y despeje de una falla (ver Figura 1), el cálculo del ISTDT se expresa de la siguiente forma:

$$ISTDT = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=T_d}^T \left[ \frac{|V_{i,t} - V_{i,0}|}{V_{i,0}} \right]}{N(T - T_d)} ; \forall t \in [T_d, T] \quad (1)$$

Donde,  $i$  representa los diferentes nodos de la MRE,  $N$  es la totalidad de nodos que conforman la MRE.  $V_{i,t}$  es la magnitud de la tensión discretizada del nodo  $i$  en el instante  $t$  obtenida a partir de la simulación dinámica en el dominio del tiempo.  $T_d$  corresponde al instante de tiempo en el que la falla es despejada (tiempo que toma en consideración la detección de falla y apertura del equipamiento de protección y seccionamiento). Por su lado,  $T$  constituye el intervalo o ventana de tiempo desde el inicio ( $t = 0$  s) del proceso de simulación hasta el final del mismo ( $t = 5$  s), para el análisis de este artículo.

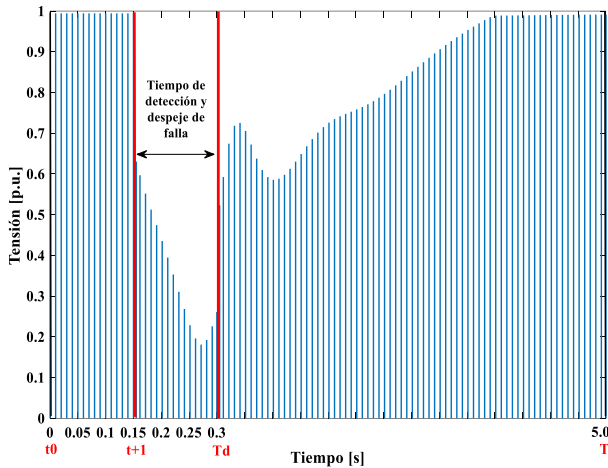


Figura 1: Tensión en un nodo de una MRE ante la ocurrencia y despeje de una falla.

A través de esta evaluación cuantitativa se determinan el desempeño y comportamiento de la microrred eléctrica, considerando la magnitud de tensión correspondiente a cada instante de tiempo. Es importante hacer notar que un menor valor del ISTDT indica un mejor desempeño transitorio de la tensión en la microrred eléctrica (Yan Xu et al., 2014).

### 3. Modelos dinámicos de motor de inducción y dispositivo DSTATCOM

En los sistemas de microrredes existen diversas cargas eléctricas que deben suministrarse sin interrupción del suministro, independientemente de los precios, costos y de las situaciones operativas en las que incurra el sistema. Este tipo de carga se denomina y clasifica como crítica. Normalmente este tipo de demanda incluye cargas sensibles de tipo motóricas, con usos finales para sofisticados procesos industriales, comerciales y de servicios hospitalarios (Chowdhury, Chowdhury, & Crossley, 2009). Por lo general las cargas motrices confluyen en inestabilidades asociadas a sus requerimientos de potencia activa y reactiva, las cuales juegan un rol importante en esta problemática (Hosseinzadeh et al., 2019). El comportamiento de las cargas eléctricas en MREs puede ser una de las causales principales de un evento de inestabilidad de tensión. Este comportamiento obedece al tipo de cargas, dado que éstas tienden a recuperar su consumo de potencia nominal cuando sufren un evento de caída de tensión en sus terminales de conexión. Esto a menudo provoca mayores circulaciones de corriente por el sistema de la MRE, lo que desemboca en mayores caídas de tensión en el sistema y por ende en una caída progresiva de las tensiones en los otros nodos, incluso existiendo la posibilidad de llegar hasta el colapso de tensión de toda la MRE (Cañizares, 2018).

Los estudios de estabilidad de tensión requieren del empleo de modelos de carga dinámicos para conseguir resultados mejor ajustados a la realidad. Estos modelos no sólo representan la potencia activa y reactiva como una función de la tensión en el nodo de conexión, sino que además involucran la variable tiempo en sus formulaciones (Tostado, 2017). A continuación, se presenta el modelo dinámico de carga de tipo MI, que será de utilidad para el análisis de los estudios de estabilidad de tensión.

#### 3.1. Motor de Inducción

La carga de un motor de inducción debe modelarse de tal manera que resulte sensible a las variaciones dinámicas en la tensión y frecuencia. En la literatura se recomienda el modelo de carga compuesto como el más usual para simular dinámicamente esta carga en un sistema eléctrico. Este modelo consiste en dos partes, un motor de inducción que obedece generalmente a un modelo de tercer orden, en conjunto con una conexión paralela que represente la carga estática, como se muestra en la Figura 2. El comportamiento dinámico de un MI de tercer orden obedece a las ecuaciones mostradas en (2).

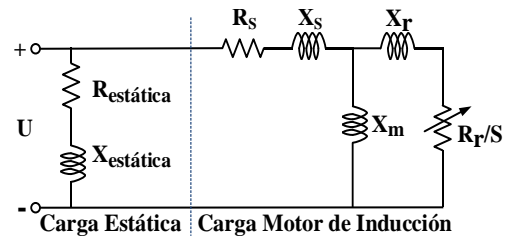


Figura 2: Circuito equivalente del modelo de carga compuesto por una MI y una carga estática.

$$\begin{aligned} \frac{dE_d}{dt} &= -\frac{1}{T_o'} \left( \frac{x}{x'} E_d - \frac{x_s - x'}{x'} U_d \right) + 2\pi f_o s E_q \\ \frac{dE_q}{dt} &= -\frac{1}{T_o'} \left( \frac{x}{x'} E_q - \frac{x_s - x'}{x'} U_q \right) + 2\pi f_o s E_d \\ \frac{ds}{dt} &= -\frac{1}{H} [P_m - P_{mo} (A\omega^2 + B\omega + C)] \end{aligned} \quad (2)$$

Donde  $E_d$  y  $E_q$  son las fuerzas electromotrices transitorias en los ejes d y q, respectivamente.  $U_d$  y  $U_q$  son las tensiones de barra en los ejes d y q.  $T_o'$  es la constante de tiempo transitoria a circuito abierto;  $x_s$  es la reactancia del estator;  $x'$  es la reactancia transitoria del motor;  $H$  es la constante de inercia del rotor;  $S$  es el deslizamiento del motor;  $P_m$  y  $P_{mo}$  son las potencias activas del proceso dinámico y estático del motor, respectivamente; los parámetros  $A$ ,  $B$  y  $C$  son los coeficientes de torque constante del motor y,  $\omega$  es la velocidad del rotor expresada en p.u. (Tapia, Pinzón, & Colomé, 2019), (Yu et al., 2015).

El comportamiento de la velocidad de rotación para cargas de tipo MI puede compararse con su velocidad crítica  $\omega_{cr}$  durante la ocurrencia de fallas o perturbaciones. Si el MI cae por debajo de su velocidad crítica tiende a estancarse y puede tener tres diferentes respuestas en su recuperación post contingencia: recuperación rápida, lenta y una recuperación fallida, donde el MI prácticamente se ha estancado sin capacidad de recuperación para re-acelerar. (Tapia, Pinzón, & Colomé, 2019). En la Figura 3, se muestran dichos comportamientos y recuperaciones del MI.

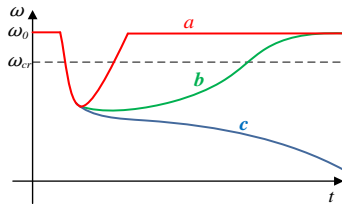


Figura 3: Comportamiento de la velocidad de MI ante contingencias: (a) recuperación rápida; (b) recuperación lenta; (c) recuperación fallida [25].

Para determinar la velocidad crítica  $\omega_{cr}$  del MI se emplea la expresión (3), donde se muestra que el desempeño dinámico del MI ante una contingencia no depende de la magnitud de tensión del sistema de suministro, sino de los parámetros propios del MI, tales como resistencia y reactancia del rotor, así como también la reactancia del estator de la máquina. (Tapia et al., 2019). La velocidad crítica calculada en (3) es adimensional (p.u.) y está normalizada con respecto de la velocidad de sincronismo del MI.

$$\omega_{cr} = 1 - \frac{R_r}{X_r + X_s} \quad (3)$$

### 3.2. Dispositivo DSTATCOM

Un dispositivo DSTATCOM es un compensador estático de potencia reactiva muy veloz que se conecta en paralelo o shunt en una barra o PCC. Puede producir electrónicamente (sin utilizar inductores o capacitores) potencia reactiva con características inductivas o capacitivas independientemente de la tensión del punto de conexión, de acuerdo con la función objetivo del sistema de control. En la Figura 4, se muestra el esquema y conexionado de un dispositivo DSTATCOM con acoplamiento a través de transformador (Hingoranl, Gyugyi, & El-Hawary, 1999).

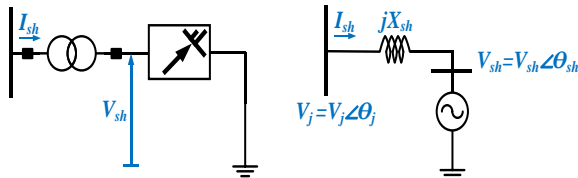


Figura 4: Esquema y diagrama unifilar de conexión de un DSTATCOM.

La tensión de salida  $V_{sh}$  que suministra el dispositivo será a frecuencia fundamental y de secuencia positiva. El DSTATCOM suministra una corriente  $I_{sh}$  controlable 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  $V_{sh}$  variable 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 expresa en (4).

$$P = \frac{V_j V_{sh}}{X_{sh}} \text{sen}(\theta_j - \theta_{sh}) = 0 \quad (4)$$

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

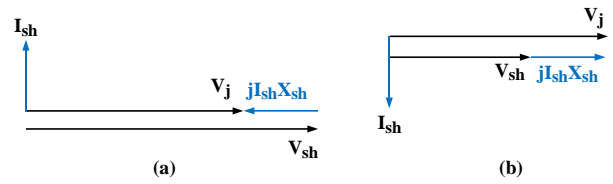


Figura 5: Diagrama fasorial del comportamiento de un dispositivo DSTATCOM.

Para el primer caso, la magnitud de  $V_{sh}$  es mayor que  $V_j$ . Considerando el diagrama fasorial de la Figura 5(a), la caída de tensión  $jI_{sh}X_{sh}$  se encuentra 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  $90^\circ$  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 al cual está conectado.

Para el segundo caso, la magnitud de  $V_{sh}$  es menor que  $V_j$ . Considerando el diagrama fasorial de la Figura 5 (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  $90^\circ$ , con lo que su comportamiento sería de características inductivas. Es preciso indicar que como en el caso anterior, la magnitud de  $V_{sh}$  puede variar con la consideración de que la tensión  $V_j$  permanezca fija, con lo cual 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 (Bhowmick, 2016).

Para el modelado del dispositivo DSTATCOM, se ha considerado un generador estático a través de una fuente de corriente controlable (Gonzalez-Longatt & Rueda, 2014). El esquema de control de este dispositivo se presenta en la Figura 6. El controlador de primer orden empleado obedece a que, operativamente los dispositivos DSTATCOM otorgan una respuesta dinámica rápida y efectiva ante perturbaciones en los sistemas eléctricos. El considerar su controlador de primer orden en la investigación realizada cumple con este objetivo, debido que como componente del sistema de potencia se ha considerado una fuente de corriente controlada cuya respuesta operativa dinámica sea únicamente en cuadratura con la tensión de referencia de la MRE. Para lo cual, se ha considerado los lineamientos establecidos en relación a los controladores de primer orden en (Ogata, 2010). Como es de interés analizar el comportamiento de estabilidad dinámica de tensión, el modelo simplificado de DSTATCOM a través de una fuente de corriente controlada y con una función de transferencia de primer orden, se ha adoptado de publicaciones reportadas en la literatura (Milano, 2005), (Chun, Xie, & Zhonghong, 1998), (Haque, 2004) y (Rahim, Al-Baiyat, & Al-Maghrabi, 2002).

En relación al esquema de control de la Figura 6, se destaca que a la entrada del controlador se cuenta con un sumador comparativo de señales, las cuales toman las mediciones

instantáneas de tensión en p.u. que corresponden al nodo 11 de la MRE, nodo en donde se conecta el DSTATCOM y la tensión de referencia del sistema que corresponde a 1 p.u. El controlador relaciona la corriente  $I_{sh}$  con las corrientes  $i_d$  e  $i_q$  con sus respectivos límites inferior y superior. Para determinar dichas corrientes del controlador se emplea la transformación de Park usando un sistema de referencia giratorio síncrono. La corriente controlada  $I_{sh}$  del DSTATCOM matemáticamente como se expresa acorde a (5).

$$I_{sh} = \left[ i_d \frac{V_r}{V} - i_q \frac{V_i}{V} \right] + j \left[ i_d \frac{V_i}{V} + i_q \frac{V_r}{V} \right] \quad (5)$$

Donde  $V_r$  y  $V_i$  son los módulos de la tensión resultante comparativa en su ejes real e imaginario, respectivamente. El modelado del dispositivo DSTATCOM se lo hace para que únicamente aporte potencia reactiva como se expresa en (6).

$$P + jQ = [V_r I_r + V_i I_i] + j[V_i I_r - V_r I_i] = 0 + jQ \quad (6)$$

Desarrollando las expresiones (5) y (6), obtenemos que la corriente  $I_{sh}$  del DSTATCOM modelado que opera según (7).

$$I_{sh} = \frac{I_r}{V_i} V = -I_q \quad (7)$$

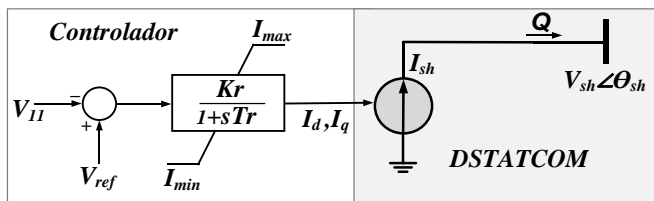


Figura 6: Esquema de Control del dispositivo DSTATCOM.

La justificación en emplear el dispositivo DSTATCOM de tecnología FACTS, se debe a que, en la revisión literaria realizada se determinó que muy pocas investigaciones abordan la incorporación de este tipo de equipamiento en MREs. Es necesario puntualizar que el análisis realizado en la investigación corresponde a una doble contingencia simultánea (eventos resilientes: poca probabilidad de ocurrencia, pero grandes consecuencias operativas como colapsos de tensión). Es decir, el artículo aborda la problemática del aislamiento operativo de la microrred. En dos investigaciones precedentes (Paredes et al., 2019d) y (Paredes, Molina, & Serrano, 2020a) realizadas por los autores, se ha demostrado que, el modelo de DSTATCOM basado en una fuente de corriente controlada cuyo esquema de control es de primer orden como el empleado en la presente investigación, replica con buena aproximación (menor al 5% de variabilidad) la respuesta dinámica que su par según un modelo detallado basado en PWM (modulación por ancho de pulsos, por sus siglas en inglés) (Paredes et al., 2020a).

En lo referente a la sintonización del controlador se ha empleado un proceso iterativo, donde a través del cálculo del índice de ISTD T para las señales de tensión se obtuvo el valor más pequeño, lo cual indicaba que la compensación es con dicha sintonización de los parámetros  $K_r$  y  $T_r$  del controlador del dispositivo DSTATCOM. El análisis se realizó en el mismo sistema de MRE, debido a que, por sus condiciones

topológicas el sistema de generación está conectado en el PCC, lo cual ha facilitado la sintonización. Es necesario destacar que la sintonización también se ha realizado en concordancia con los parámetros del controlador de AVR (*automatic voltage regulator* – regulador automático de tensión) para el sistema de generación sincrónica y el inversor inteligente de la generación SFV. En lo que respecta a la generación solar fotovoltaica el control de inversor inteligente ha sido modelado con base a lo que establece el estándar IEEE-1547-2018.

#### 4. Simulación y Discusión de Resultados

El desempeño de la MRE se evalúa utilizando un sistema de prueba de microrred de CIGRÉ (Paredes et al., 2019d). El sistema cuenta con un enlace eléctrico de interconexión a una red equivalente de distribución a nivel de 20 kV. Además, su parque de GD con REDS consiste en un generador sincrónico equipado con AVR, suministrando una potencia total de 44,71 MVA, y un SFV de 10 MVA, para el estado estable. En lo que respecta a las cargas estáticas tipo PQ, están distribuidas en todos los nodos de la MRE y representan una potencia total de 2,98 MVA. Por otro lado, las cargas dinámicas de los motores de inducción están conectadas en los nodos 2, 3, 4, 7, 8, 11 y 12, como se muestran en la Figura 7. La demanda total de los MIs en estado estable corresponde a:  $P=41,38$  MW y  $Q=31,03$  MVar. En la sección Apéndice, se exhiben todos los modelos del sistema MRE, AVR, SFV, MI, DSTATCOM. Las simulaciones presentadas en este artículo han sido efectuadas en PowerFactory de DiGSILENT. Particularmente, para el SFV se ha modelado un inversor inteligente (DC-AC) que permite el soporte dinámico de tensión cuando ocurre una perturbación, en concomitancia a lo establecido en el estándar IEEE-1547-2018 (IEEE PES Industry Technical Support Task Force, 2018). Este componente de generación contribuirá con potencia reactiva en el momento de ocurrir las contingencias, lo cual representa una contribución adicional de este artículo.

El estudio se realiza tomando en consideración la ocurrencia de una perturbación debida a una falla trifásica en el enlace de interconexión del sistema conjunto red-MRE, a los 150 ms de iniciada la simulación y con un tiempo de despeje de falla a los 300 ms. Adicionalmente, se considera otra contingencia trifásica simultánea en el alimentador entre los nodos PCC-12 del sistema MRE. La ventana de tiempo del análisis se ha establecido en 5 s, en concomitancia con el criterio de análisis de estabilidad de tensión en el corto plazo debido a una gran perturbación (Farrokhhabadi et al., 2020). Al ocurrir el aislamiento de la MRE post-perturbación existe un desbalance de potencia reactiva, el parque generador no puede suplir este desbalance, es por ello, la necesidad de incorporar el dispositivo DSTATCOM. A continuación, se expondrán dos casos de estudio. El primer caso analiza y estudia la estabilidad dinámica de tensión en la microrred ante las perturbaciones señaladas con anterioridad. En el segundo caso de estudio se analizan las mismas condiciones de perturbación en la MRE del caso uno, pero con la consideración de la incorporación de un dispositivo DSTATCOM en la microrred. El criterio de elección del nodo de conexión para el DSTATCOM se basa en que el nodo 11 es el más distante eléctricamente hablando desde el nodo PCC.

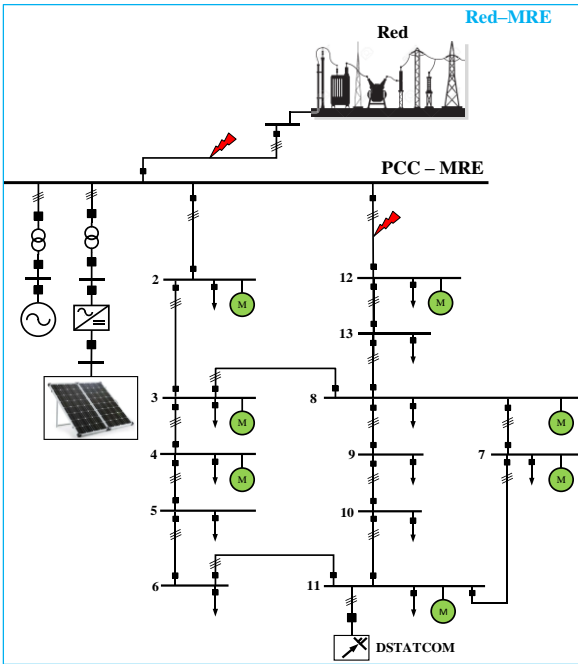


Figura 7: Microrred de Prueba de CIGRÉ.

4.1. Caso de estudio 1: MRE sin la incorporación del dispositivo DSTATCOM.

En la Figura 8, se ilustra el comportamiento dinámico de las tensionales nodales de la MRE, observándose las oscilaciones durante 1 s (ver Figura 8 (a)) y para una ventana de tiempo mayor de 5 s (ver Figura 8 (b)). En ellas se aprecia que luego de ocurridas las contingencias, se desencadena una evidente inestabilidad dinámica de tensión, notándose que no se recupera la tensión y posteriormente se alcanza el colapso de la MRE.

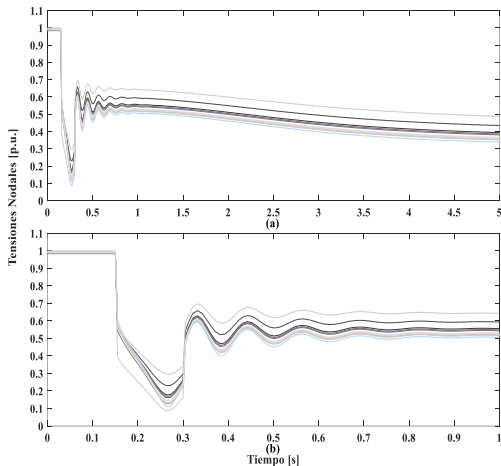


Figura 8: (a) Tensiones nodales dinámicas de la MRE ventana de tiempo de 5 s. (b) Oscilaciones nodales de la tensión en 1 s.

4.2. Caso de estudio 2: MRE con la incorporación del dispositivo DSTATCOM.

En concordancia con lo mostrado anteriormente, en la Figura 9 se presenta el comportamiento dinámico de la tensión en la MRE para ambas ventanas de tiempo. En este caso se aprecian claras mejoras en el desempeño y estabilidad dinámica de la tensión de la MRE, bajo el análisis de las mismas contingencias que en el caso de estudio 1. Las

oscilaciones de tensión post contingencia han sido amortiguadas y las tensiones nodales se han recuperado en valores cercanos a 1 p.u, mostrando el buen desempeño operativo de la microrred con la incorporación del dispositivo DSTATCOM.

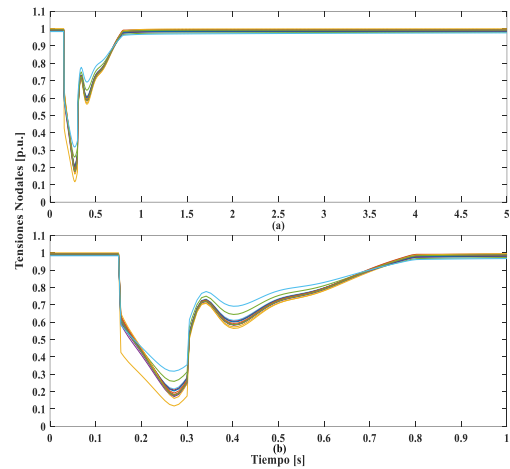


Figura 9: (a) Tensiones nodales dinámicas de la MRE ventana de tiempo de 5 s. (b) Oscilaciones nodales de la tensión en 1 s.

A continuación, se presenta el desempeño operativo del dispositivo modelado de DSTATCOM, en términos de conocer su comportamiento de suministro de potencia reactiva, como se muestra en la Figura 10.

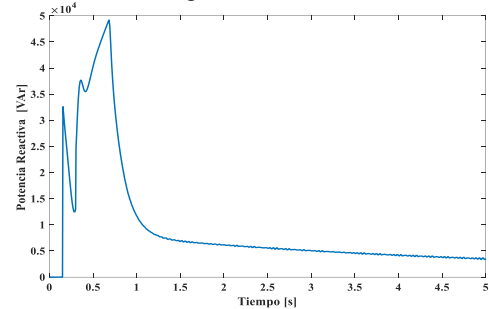


Figura 10: Respuesta de DSTATCOM en términos de su potencia reactiva.

Para corroborar la respuesta del DSTATCOM en lo referente a su operación en corrientes en los ejes  $I_q$  (cuadratura) e  $I_d$  (directo), se muestra en la Figura 11 que el modelado del dispositivo DSTATCOM tiene una correcta operación en cuadratura, lo que ha permitido que la compensación de potencia reactiva sea satisfactoria ante las contingencias y luego ésta permita el control y estabilización de la tensión dinámica en el sistema de MRE aislada.

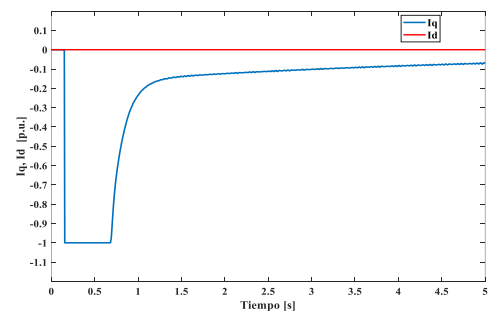


Figura 11: Respuesta de DSTATCOM en términos de corrientes de eje directo y cuadratura.

4.3. Análisis comparativo de los Casos de Estudio 1 y 2.

En la Figura 12, se muestra una comparación de las simulaciones obtenidas para los dos casos de estudio realizados durante una ventana de tiempo de 5 s. Claramente se aprecia el mejor desempeño de la tensión en la MRE que tiene incorporado el dispositivo DSTATCOM en su sistema.

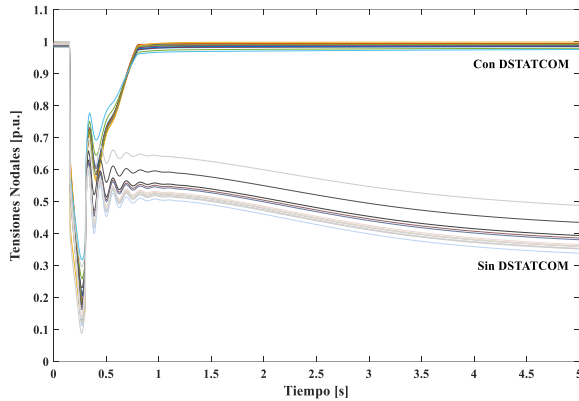


Figura 12: Tensiones nodales de la MRE ventana de tiempo de 5 s.

En la Figura 13, se presentan las simulaciones comparativas de ambos casos de estudio en una ventana de tiempo de 1 s, donde se aprecia el amortiguamiento y recuperación de la tensión dinámica en la MRE con el DSTATCOM.

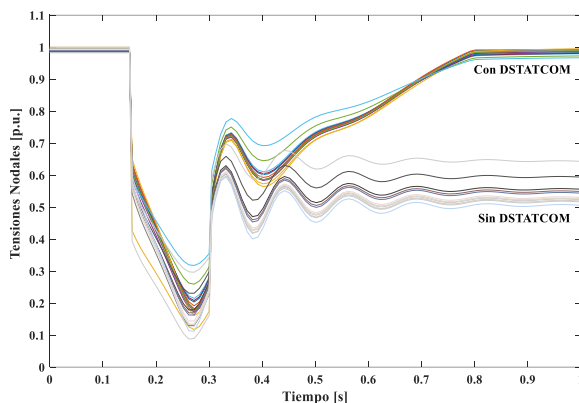


Figura 13: Tensiones nodales de la MRE ventana de tiempo de 1 s.

En la Tabla 1 y en la Figura 14, se presentan los ISTDT obtenidos para cada nodo de la MRE en los dos casos de estudio realizados. Por consiguiente, el ISTDT total de la MRE se presenta en la Tabla 2.

Tabla 1: Índice de severidad de tensión dinámica transitoria nodal

Nodo de la MRE	Con DSTATCOM	Sin DSTATCOM
PCC	1,28	46,27
2	1,76	52,15
3	2,02	56,76
4	2,10	57,62
5	2,11	58,27
6	2,16	60,03
7	2,43	63,25
8	2,25	60,50
9	2,25	60,72
10	2,19	61,25
11	2,19	61,48
12	2,31	61,41
13	2,27	60,70

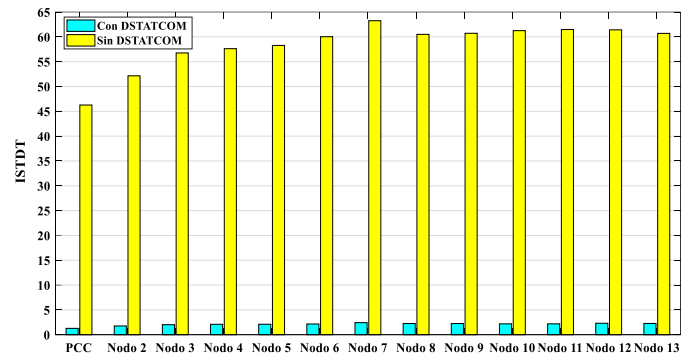


Figura 14: ISTDT nodales para los casos de estudio.

De los cálculos obtenidos para los ISTDT nodales para ambos casos de estudio, se observa la mejora cuantitativa y comparativa en el desempeño de la tensión transitoria de la MRE con la incorporación del dispositivo DSTATCOM.

Tabla 2: Índice de Severidad de Tensión Dinámica Transitoria MRE

MRE	Con DSTATCOM	Sin DSTATCOM
ISTDT	1,92	53,51

De los resultados obtenidos con el cálculo del ISTDT para ambos casos de estudio, se concluye que la incorporación del dispositivo DSTATCOM en el sistema de microrred eléctrica ha permitido mejorar notablemente el comportamiento dinámico transitorio de la tensión, corroborándose además con lo mostrado en las Figuras 12 y 13.

En la Figura 15, se muestra cómo el parque de GD solar fotovoltaica de la MRE actúa correctamente en su esquema operativo de LVRT, aportando transitoriamente toda su potencia reactiva desde los inversores, para los dos casos de estudio analizados. De aquí se desprende que, a través de la etapa inversora, el control coordinado entre los componentes de GD y el DSTATCOM permiten lograr el soporte de tensión en bornes de generación. En lo que concierne a la potencia activa ésta disminuye durante la ocurrencia de la contingencia para ambos casos de estudio. A su vez, la potencia reactiva para el caso 1, tiene un comportamiento oscilatorio prolongado en el tiempo hasta los 1,51 s. Para el caso 2, la potencia reactiva no presenta oscilaciones durante la contingencia y ésta únicamente aporta hasta los 0,58 s, debido al aporte adicional de potencia reactiva que realiza el DSTATCOM. Con ello, se prioriza la generación de potencia activa en el sistema de MRE y se demuestra que la GD de tipo SFV, cumple satisfactoriamente su esquema de control LVRT ante contingencias.

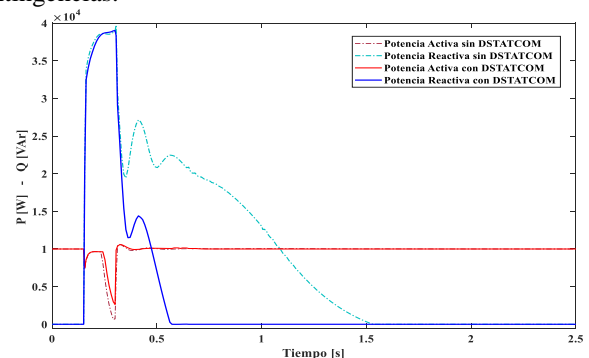


Figura 15: Comportamiento del SFV en su esquema operativo LVRT.



En lo que respecta al comportamiento de la velocidad equivalente por cada grupo de MIs conectados en la MRE, se ha analizado su desempeño en los dos casos de estudio, como se muestra en la Figura 16.

Para el primer caso, se puede observar que la velocidad equivalente de los MIs no pudo ser recuperada luego de la ocurrencia y despeje de la falla. Lógicamente se está bajo un escenario de colapso rápido de tensión, como se mostró en la Figura 8. Es decir, a partir de 0,3 s la tensión no pudo recuperarse y el desempeño operativo de las cargas tipo MI sufrieron drásticas caídas en su velocidad equivalente en el transcurso del tiempo, definiendo así un colapso operativo de toda la MRE.

Lo contrario ocurre para el segundo caso de estudio, donde la velocidad equivalente de los MIs es recuperada luego de la contingencia y aislamiento de la MRE. Por lo tanto, se puede concluir que al incorporar el dispositivo DSTATCOM en la microrred su aporte de potencia reactiva permite mantener las condiciones operativas normales de todos los MIs a partir de los 0,7 s, donde se muestra que sus velocidades equivalentes se han recuperado satisfactoriamente.

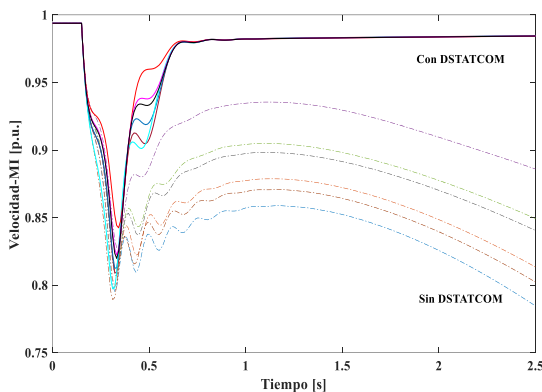


Figura 16: Velocidad equivalente de MI con y sin DSTATCOM.

En lo que corresponde a la carga dinámica de los MIs, se ha demostrado que ésta juega un rol importante al momento de la ocurrencia y despeje de la contingencia, debido a que incide en la demanda de potencia reactiva en la MRE, contribuyendo a las dificultades para controlar y estabilizar la microrred.

En virtud del análisis realizado se puede afirmar mediante la comparación de los dos casos de estudio presentados que la compensación de potencia reactiva realizada por el dispositivo DSTATCOM permite la re-aceleración de los MIs y a su vez mejorar considerablemente el control y estabilidad dinámica de la tensión de la MRE, en su modo operativo aislado. Por consiguiente, el desempeño operativo de la MRE presenta mejores características en términos de estabilidad y de resiliencia operativa.

## 5. Conclusiones

En este trabajo se demuestra en primer lugar la gran importancia de incorporar un dispositivo DSTATCOM en un sistema de MRE, mediante un análisis comparativo efectuado entre diferentes casos de estudio, donde se incluyó la presencia de una doble contingencia simultánea. En este caso extremo pudo observarse que el dispositivo DSTATCOM permitió mejorar significativamente la estabilidad dinámica de tensión en la MRE, visualizado a través de simulaciones dinámicas y

el cálculo del ISTD, y evitar escenarios de colapso de tensión. Además, mediante el modelado de cargas dinámicas, particularmente motores de inducción, se ha podido conocer de una manera precisa el comportamiento y respuesta de este tipo de cargas en los sistemas de MREs ante la presencia de fallas y particularmente eventos de aislamiento de la microrred. Se ha demostrado la influencia de los MIs en su comportamiento dinámico, como un accionamiento que desencadena en la detección de escenarios de inestabilidad dinámica de tensión en la MRE. Con esto, se ha determinado las acciones de control para suplir este inconveniente operativo y mejorar la estabilidad dinámica en la MRE, particularmente con la presencia de un dispositivo DSTATCOM. Los resultados mostraron una adecuada operatividad de la MRE con sus diferentes componentes de carga dinámica, particularmente MIs a través del desempeño de su velocidad equivalente.

## Agradecimiento

Este trabajo ha sido desarrollado gracias a los apoyos financieros del Servicio Alemán de Intercambio Académico (*Deutscher Akademischer Austauschdienst – DAAD*, en alemán) y del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de Argentina (CONICET).

## Referencias

- Afrin, N., Yang, F., Lu, J., & Islam, M. (2018). Impact of induction motor load on the dynamic voltage stability of microgrid. *ANZCC 2018 - 2018 Australian and New Zealand Control Conference*, 397–402. DOI: doi.org/10.1109/ANZCC.2018.8606599
- Alaboudy, A. H. K., Zeineldin, H. H., & Kirtley, J. (2013). Simple control strategy for inverter-based distributed generator to enhance microgrid stability in the presence of induction motor loads. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 7(10), 1155–1162. DOI: doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0024
- Bhowmick, S. (2016). *Flexible AC Transmission Systems (FACTS): Newton Power-Flow Modeling of Voltage-Sourced Converter-Based Controllers*.
- Cañizares, C. A. et al. (2018). *Microgrid Stability Definitions, Analysis and Modeling* (IEEE). IEEE PES Task Force on Microgrid Stability Analysis and Modeling. Technical Report PES-TR66.
- Chowdhury, S., Chowdhury, S. P., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and active distribution networks. Microgrids and Active Distribution Networks*. DOI: doi.org/10.1049/pbm006
- Chun, L., Xie, X., & Zhonghong, W. (1998). Rule-based control for STATCOM to increase power system stability. In *Power Systems Technology, Proceedings 1998 International Conference on POWERCON* (pp. 372–376).
- Coelho, P., Gomes, M., & Moreira, C. (2019). *Microgrids Design and Implementation*. DOI: doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6
- Farrokhhabadi, M., Lagos, D., Wies, R. W., Paolone, M., Liserre, M., Meegahapola, L., ... Hatzigiorgiou, N. (2020). Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 13–29. DOI: doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2925703
- Freitas, W., Morelato, A., Xu, W., & Sato, F. (2005). Impacts of AC generators and DSTATCOM devices on the dynamic performance of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2 II), 1493–1501. DOI: doi.org/10.1109/TPWRD.2004.839181
- Gonzalez-Longatt, F. M., & Rueda, J. L. (2014). *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer. DOI: doi.org/10.1007/978-3-319-12958-7\_19
- Haque, M. H. (2004). Improvement of first swing stability limit by utilizing full benefit of shunt FACTS devices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4), 1894–1902. DOI: doi.org/10.1109/TPWRS.2004.836243
- Hingoranl, N. G., Gyugyi, L., & El-Hawary, M. E. (1999). *Understanding*

- FACTS: Concepts and technology of flexible ac transmission systems.*  
DOI: doi.org/10.1109/9780470546802
- Hosseinzadeh, N., Khanabdal, S., Al-Jabri, Y., Al-Abri, R., Al-Hinai, A., & Banejad, M. (2019). Voltage Stability of Microgrids. In *Variability, Scalability and Stability of Microgrids* (pp. 327–376).  
DOI: doi.org/10.1049/pbpo139e\_ch10
- IEEE PES Industry Technical Support Task Force. (2018). Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters.
- Jayawardena, A. V., Meegahapola, L. G., Robinson, D. A., & Perera, S. (2015). Low-voltage ride-Through characteristics of microgrids with distribution static synchronous compensator (DSTATCOM). *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference: Challenges for Future Grids, AUPEC 2015*, 1–6.  
DOI: doi.org/10.1109/AUPEC.2015.7324823
- Katiraei, F., Iravani, M. R., & Lehn, P. W. (2005). Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1), 248–257.  
DOI: doi.org/10.1109/TPWRD.2004.835051
- Khadem Abbasi, A., Muatafa, M. W. B., & Mokhtar, A. S. B. (2011). Small signal stability analysis of rectifier-inverter fed induction motor drive for microgrid applications. *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, 1015–1019.  
DOI: doi.org/10.1109/TENCON.2011.6129264
- Khodaei, A. (2014). Resiliency-oriented microgrid optimal scheduling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1584–1591.  
DOI: doi.org/10.1109/TSG.2014.2311465
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York, US.: McGraw-Hill Professional.  
DOI: doi.org/10.1049/ep.1977.0418
- Milano, F. (2005). Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT 2008. *Power System Analysis Toolbox*, 439.
- Molina, M. G. (2017). Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2191–2219.  
DOI: doi.org/10.1109/JPROC.2017.2702627
- Ogata, K. (2010). *Ingeniería de Control Moderna*. Pearson Educación.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919.  
DOI: doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514
- Paredes, L. A., Molina, M. G., & Serrano, B. R. (2020a). Modeling of DSTATCOM Devices to Improve Dynamic Voltage Stability in a Microgrid with High Penetration of Motor Loads. *Revista Técnica "Energía," I(17)*, 32–42.  
DOI: doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n1.2020.400
- Paredes, L. A., Molina, M. G., & Serrano, B. R. (2020b). Resilient Microgrids with FACTS Technology. In *IEEE T&D PES Conference and Exposition Latin America* (pp. 1–6). Montevideo - Uruguay.  
DOI: doi.org/10.1109/tldla47668.2020.9326097
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019a). FACTS Technology to Improve the Operation of Resilient Microgrids. In *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition (FISE/CIGRE)* (pp. 1–7). Medellín, Colombia: IEEE.  
DOI: doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984960
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019b). Nuevo Paradigma de los Sistemas Eléctricos: Generación Distribuida y Microrredes Eléctricas un Vínculo de Accesibilidad a la Electricidad en América Latina y el Caribe. *ENERLAC*, 3, 88–110. Retrieved from <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/94/72>
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019d). Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional. *Revista Técnica "Energía," 16(II)*, 29–39.  
DOI: doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.350
- Rahim, A. H. M. A., Al-Baiyat, S. A., & Al-Maghrabi, H. M. (2002). Robust damping controller design for a static compensator. *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 149(4), 491–496.  
DOI: doi.org/10.1049/ip-gtd:20020344
- Sao, C. K., & Lehn, P. W. (2005). Autonomous Load Sharing of Voltage Source Converters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2), 1009–1016.  
DOI: doi.org/10.1109/TPWRD.2004.838638
- Tapia, E. A., Pinzón, J. D., & Colomé, D. G. (2019). Load Dynamic Impact on Short-Term Voltage Stability. In *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition (FISE/CIGRE)*.  
DOI: doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8985015
- Tostado, M. (2017). *Técnicas de simulación de estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de gran dimensión*. U. Sevilla.
- Tuffner, F. K., Schneider, K. P., Hansen, J., & Elizondo, M. A. (2019). Modeling Load Dynamics to Support Resiliency-Based Operations in Low-Inertia Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 2726–2737.  
DOI: doi.org/10.1109/TSG.2018.2809452
- Wu, D., Wu, H., & Dongt, H. (2018). Influence of induction motor starting on microgrid. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2018-October*, 376–381.  
DOI: doi.org/10.1109/APPEEC.2018.8566305
- Xu, Yan, Dong, Z. Y., Meng, K., Yao, W. F., Zhang, R., & Wong, K. P. (2014). Multi-objective dynamic VAR planning against short-term voltage instability using a decomposition-based evolutionary algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), 2813–2822.  
DOI: doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2310733
- Xu, Yin, Liu, C.-C., Schneider, K., Tuffner, F., & Ton, D. (2016). Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(1), 1–1.  
DOI: doi.org/10.1109/TSG.2016.2591531
- Yu, S., Zhang, S., Han, Y., Lu, C., Yu, Z., & Zhang, X. (2015). Fast parameter identification and modeling of electric load based on simplified composite load model. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015-September*, 17–21.  
DOI: doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286063

## Apéndice.

### Listado de acrónimos

Acrónimo	Significado
DSTATCOM	Compensador estático de distribución
MI	Motor de inducción
FACTS	Sistemas de transmisión flexibles de ac
CIGRÉ	Consejo internacional de grandes redes eléctricas
MREs	Microrredes eléctricas
ERNCS	Energías renovables no convencionales
GD	Generación distribuida
REDS	Recursos de energía distribuida
R	Resistencia eléctrica
X	Reactancia eléctrica
SFV	Solar fotovoltaica
GE	Generación eólica
LVRT	low-voltage ride-through
PCC	Punto de común acoplamiento
Carga PQ	Carga a potencias: activa y reactiva constantes
ISTDT	Índice de severidad de tensión dinámica transitoria
PWM	Modulación por ancho de pulsos
AVR	Regulador automático de tensión

Tabla A.1: Parámetros del sistema de microrred eléctrica

Elemento	Longitud [km]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
L_RED-MRE	20	7,020	36,000
A PCC-2	2,8	0,069	0,173
A PCC-12	4,9	0,846	2,112
A 9-10	0,8	0,044	0,111
A 8-9	0,3	0,018	0,046
A 8-13	2,0	0,115	0,001
A 7-8	1,7	0,096	0,240
A 7-11	1,0	0,057	0,141
A 6-11	1,3	0,074	0,184
A 5-6	1,5	0,089	0,222
A 4-5	0,6	0,032	0,081
A 3-8	1,3	0,075	0,187
A 3-4	0,6	0,035	0,088
A 2-3	4,4	0,058	0,144
A 12-13	3,0	0,172	0,431
A 10-11	0,3	0,019	0,048

Tabla A.2: Parámetros regulador automático de tensión ESDC1A

Parámetro	Valor
Tr	0
Ka	40
Ta	0,02
Tc	0
Tb	0
Te	1,4
Kf	0,03
Tf1	1
Ke	1
E1	4,256757
Se1	0,62
E2	5,675676
Se2	0,85
Vr_min	-10,5
Vr_max	10,5

Tabla A.3: Parametrización y característica de MI

Parámetro	Valor	Unidad
Rs	0,0358222	p.u.
Xm	1,554626	p.u.
Xs	0,01	p.u.
Rr	0,0108075	p.u.
Xr	0,4210244	p.u.
Momento de Inercia	21,62247	kgm <sup>2</sup>
Cte. Tiempo de Aceleración	0,5327731	s

Tabla A.4: Parámetros del Controlador del Dispositivo DSTATCOM

Parámetro	Valor
Kr	100
Tr	0,05
I_min	-1
I_max	1

En lo que corresponde al AVR del Generador Sincrónico, se ha considerado el modelo ESDC1A tomado de (Kundur, 1994), la metodología de parametrización de sus componentes ha sido expuesto en las publicaciones (Paredes et al., 2019d) y (Paredes et al., 2020a) realizadas por los autores.

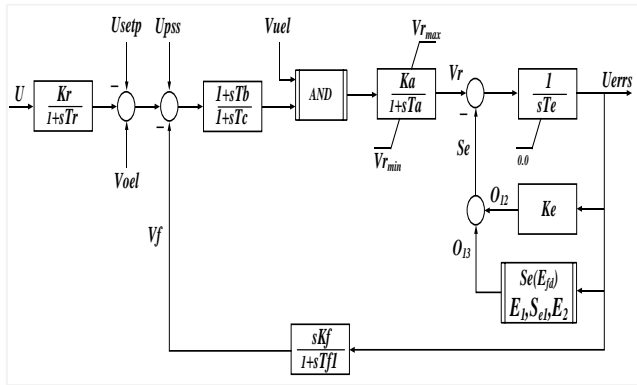


Figura A.1: Regulador Automático de Tensión AVR ESDC1A.

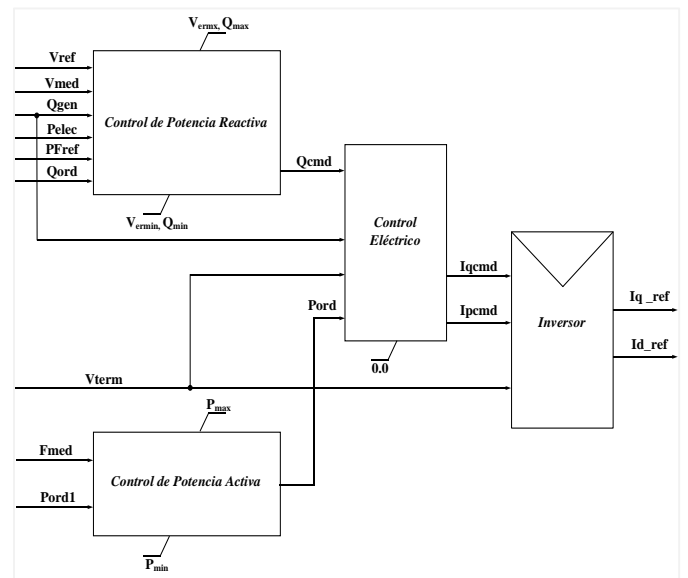


Figura A.2: Modelado del Sistema de GD Solar Fotovoltaico.