

Técnicas de análisis y control para la mejora de la estabilidad de microrredes eléctricas: revisión en la literatura

Techniques of analysis and control to improve the stability of electrical microgrids: review in the literature

J. Oviedo¹, J. Bastidas², J. Solano³

¹ Gisel, Est. de doctorado, Universidad Industrial de Santander, Colombia. Email: ovi.sa@hotmail.com

² Cemos, Profesor auxiliar, Universidad Industrial de Santander, Colombia. Email: xjuandavid@gmail.com

³ Gisel, Profesor asistente, Universidad Industrial de Santander, Colombia. Email: javiere.solanom@gmail.com

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

RESUMEN

La revisión realizada presenta los problemas de estabilidad que se encuentran habitualmente en una microrred organizada de acuerdo a la naturaleza de sus causas: pequeña señal, transitoria y de tensión. De acuerdo a las causas de la inestabilidad son asociadas estrategias de control que pueden mejorar la estabilidad del sistema. Estrategias de control de alto y bajo nivel tales como control robusto, distribución de cargas, control de generadores y demanda son presentadas. Finalmente se presentan estrategias de dimensionado y posicionamiento de unidades de generación distribuida por medio de las cuales se mejora la estabilidad del sistema.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad, Microrredes, Generación distribuida, Energía renovable, Sistemas de transmisión y distribución.

ABSTRACT

The review presents the stability problems that are usually found in a micro-grid organized according to the nature of its causes: small signal, transient and voltage. According to the causes of the instability are associated control strategies that can improve the stability of the system. High- and low-level control strategies such as robust control, load distribution, generator control and demand are presented. Finally, strategies of sizing and siting of distributed generation units are presented, through which the stability of the system is improved.

KEYWORDS: Stability, Micro Grids, Distributed Generation, Renewable Energy, Transmission and Distribution Systems.

1. INTRODUCCIÓN

Una microrred (MR) puede definirse como un pequeño sistema de potencia compuesto por cargas controladas y no controladas, unidades de generación distribuida (UGD), sistemas de almacenamiento de energía (SAE), dispositivos de electrónica de potencia y sistemas de protecciones operados de forma coordinada por múltiples sistemas de control, pudiendo operar de forma aislada o conectada a un sistema de potencia más grande [1], [2]. La operación flexible de las MRs beneficia la operación y cobertura de los sistemas de potencia para economías en desarrollo, rápido crecimiento industrial y post industrializadas. Las economías en desarrollo pueden aprovechar los beneficios de las microrredes brindando acceso a la electricidad a comunidades distantes a la red eléctrica instalando pequeñas MRs con UGDs. Las

economías de rápido crecimiento industrial pueden aprovechar las MRs para incrementar la capacidad de generación de una cierta área y cubrir el déficit entre generación y demanda. Por último, las economías post industrializadas pueden aprovechar los beneficios de las MRs instalando UGDs renovables, disminuyendo la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero, manteniendo la confiabilidad del sistema [3].

Sin embargo, las MRs aun presentan desafíos sin resolver, uno de ellos es el problema de la estabilidad. Los problemas de estabilidad de las MRs pueden ser abordados dependiendo del tipo de MR, la topología de control, los parámetros de red y los tipos de UGDs instalados. Diferentes autores han estudiado el problema de la estabilidad en MRs en los últimos años, llegando a

la conclusión de que la estabilidad en las MRs no puede ser estudiada de la misma forma que se estudia la estabilidad de los sistemas de potencia tradicionales. En [4] la estabilidad en las MRs es clasificada en pequeña señal, transitoria y de tensión. En [5] es presentada una metodología de clasificación basada en las características de la MR, modo de operación, tipos de perturbaciones y duración de las perturbaciones.

Esta revisión bibliográfica clasifica los problemas de estabilidad en MRs en pequeña señal, transitoria y de tensión. Las problemáticas presentadas son acompañadas por una estrategia de control que disminuya la causa de la inestabilidad. Sistemas de control de alto nivel como el control robusto de la MR o la estrategia de distribución de cargas tienen mejoras significativas en la estabilidad del sistema. De la misma forma los sistemas de control de bajo nivel como los aplicados a las UGD y las cargas del sistema. Además, la estabilidad puede ser considerada desde la etapa de planificación de la construcción de la MR o la introducción de una UGD al sistema. Técnicas de dimensionamiento y posicionamiento óptimo han mostrado mejorar la estabilidad del sistema [6], [7], [8], [9], [10].

El artículo presenta en la sección dos el concepto de MR empleado en la revisión. La sección tres y cuatro presentan la clasificación de los problemas de estabilidad en las MRs y los métodos de modelado de MR para abordar los problemas de estabilidad. La sección cinco presenta los efectos de las estrategias de control sobre la estabilidad del sistema. La sección seis presenta algunas alternativas de dimensionamiento y posicionamiento de la MR que ayudan a mejorar la estabilidad del sistema.

2. CONCEPTO BÁSICO DE MRS

En la literatura existen diferentes definiciones de MR que pueden variar de acuerdo a su país de origen [11]. De esta forma, hablar del concepto de microrred puede tener diferentes significados dependiendo del enfoque considerado. Para objetivos prácticos, se presentará una descripción de los elementos considerados parte de una MR en esta revisión bibliográfica. Los elementos comúnmente encontrados en una MR son: UGDs, SAE, cargas y sistemas de control. Las UGD de una MR pueden ser divididas en dos grupos dependiendo de la disponibilidad de la fuente: Despachables y no despachables. Las fuentes despachables, tales como generadores a combustión o celdas de combustible poseen reservas de recursos primarios para la generación de energía (Diésel, Hidrogeno, gas, etc.) que permiten que los generadores puedan funcionar en el momento que sea requerido por la demanda. Por otro lado, las fuentes no despachables dependen de recursos primarios intermitentes, tales como el sol para los generadores

fotovoltaicos o el viento para los generadores eólicos. Esta dependencia de recursos intermitentes hace que sea difícil predecir su disponibilidad, razón por la cual son despachadas a su máxima capacidad cuando hay disponibilidad del recurso primario para la generación de energía [12].

Una MR puede integrar uno o varios tipos de SAE. Los principales SAE pueden ser clasificados en cuatro de acuerdo a la forma en la que es almacenada la energía: eléctricos, mecánicos, químicos o térmicos; los cuales sirven para alimentar las cargas de la MR que no pueden ser suplidas por la generación intermitente, además de darle mayor confiabilidad al sistema [13].

La estructura de control de una MR puede ser clasificada de acuerdo a las estrategias empleadas, los tipos de conexión y los niveles de control [14]. Las estrategias empleadas en el modo de operación aislado de la MR pueden dividirse en dos: Operación dirigida u operación multi-dirigida (*Single-master operation*, *Multi-master operation*) [15], [16]. Las dos estrategias necesitan una referencia de tensión y frecuencia proporcionada por el inversor de tensión. Los tipos de conexión de controladores pueden ser alámbricas e inalámbricas [17]. Los niveles de control de una MR pueden ser de primer nivel, segundo nivel o tercer nivel [17], [18]. El tercer nivel es el operador de red o de mercado, no pertenecen a la MR, pero son necesarios cuando hay más de una MR o para determinar la conexión o desconexión del sistema a la red. El segundo nivel son los controladores centrales, los cuales son los integradores principales de las UGD a la MR. Además de controlar la tensión y la frecuencia al punto de acople común, controlan el despacho de potencia activa y reactiva de cada UGD [19]. Los controladores de primer nivel son los controladores de cargas. Son el nivel más bajo de control, buscando el balance de la potencia activa y reactiva de las cargas y las UGD [14], [20].

Existen dos modos principales de operación de las MRs. Conectado a la red y desconectado de la red (aislado) [21]. Cuando la MR está conectada a la red puede ser empleada para transmitir potencia de las UGD a la red, o para consumir potencia de la red cuando no existe disponibilidad de recursos primarios para la generación. En el modo de operación aislado, su comportamiento es de forma autónoma, alimentando las cargas con las UGD o los SAE propios de la MR [22].

3. ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y EN LAS MRS

La estabilidad de un sistema de potencia puede definirse como la capacidad de regresar a un punto de operación en estado estacionario donde todas sus variables estén en

equilibrio después de que se ha producido una perturbación [23]. Teniendo en cuenta que un sistema de potencia es complejo y existe una gran variedad de perturbaciones que pueden afectar múltiples variables en el sistema, es necesario clasificar los problemas de estabilidad [4]. En [23] se propone una clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia teniendo en cuenta tres aspectos principales: la principal variable eléctrica del sistema de potencia afectada, el tamaño de la perturbación y la ventana de tiempo que se debe considerar para analizar el problema de estabilidad. Teniendo en cuenta estos criterios la estabilidad se clasifica en tres grupos principales: estabilidad ángulo del rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad tensión. En los tres casos se tienen en cuenta los efectos de corto plazo mientras que los efectos a largo plazo se consideran para la estabilidad de frecuencia y de tensión. En cuanto al tamaño de la perturbación, pequeña o grande, se tienen en cuenta para la estabilidad de ángulo del rotor y la estabilidad de tensión.

Sin embargo, debido a las características inherentes de las MRs y a las profundas diferencias que existen con los sistemas de potencia tradicionales su estabilidad no puede ser estudiada de la misma forma [4]. Los efectos de la baja inercia aportada por las UGD renovables a las MRs son estudiados en [24]–[26]. Un posicionamiento adecuado puede mejorar la estabilidad del sistema [26]–[28], pero un posicionamiento inadecuado puede ocasionar efectos negativos [5], [25], [26], [29]. El procedimiento general para evaluar los efectos de las UGD sobre la estabilidad del sistema es simulando fallas en diferentes ubicaciones del sistema de distribución o transmisión. Los resultados obtenidos pueden ser analizados con diferentes software especializados tales como: DIgSILENT [28], [30], PSS/E [29], [31]–[33], Eurostag [27] o Matlab/Simulink. Este análisis permite determinar si existen fallas en la estabilidad por tensión [30], [34], estabilidad del rotor [27], [28], [31]–[35] y estabilidad en la velocidad del rotor [36].

En [4] y [5] se presentan revisiones acerca de la estabilidad en MRs clasificándolas en tres grupos: estabilidad de pequeña señal, estabilidad transitoria y estabilidad de tensión. Las siguientes sub-secciones presentan una breve descripción de cada tipo de estabilidad y una revisión de la literatura.

3.1. Estabilidad en pequeña señal

El análisis en pequeña señal es realizado para perturbaciones tan pequeñas que permiten linealizar las variables del sistema [37]. Los problemas de estabilidad relacionados con las perturbaciones de pequeña señal son causados por cambios pequeños en la carga, amortiguamiento del sistema, límites de capacidad de

potencia de las UGD y señales deficientes de realimentación de los sistemas de control. Para estudiar los problemas de estabilidad de pequeña señal en las MRs se utilizan modelos linealizados de los principales elementos de la MR y se observa su respuesta ante perturbaciones simuladas. Un sistema de control donde sus parámetros fueron sintonizados de manera fina puede reducir e inclusive evitar las causas de la inestabilidad [38], [39].

3.1.1. Estrategias de control para mejorar la estabilidad de pequeña señal

Para superar los problemas de estabilidad causados por perturbaciones de pequeña señal se pueden utilizar estrategias de control como los lazos suplementarios (*supplementary control loops*) o control coordinado de los UGD. Estas técnicas de control hacen más robusto el sistema frente a perturbaciones. La estabilidad en pequeña señal puede ser mejorada también con estabilizadores variables, los cuales funcionan de acuerdo al modo de operación de la MR (conectada o aislada) [38], [39]. En [40] se implementó un modelo dinámico de una MR aislada con generadores síncronos, generadores asíncronos y convertidores electrónicos de potencia usando Matlab/Simulink. El modelo sirvió para estudiar la estabilidad del sistema en pequeña señal, su sensibilidad a los diferentes estados de operación y las estrategias de control implementadas. En [41] es presentado un método basado en perturbaciones para analizar la estabilidad de pequeña señal de MRs aisladas. El modelo propuesto es validado con simulaciones de tiempo real.

3.2. Estabilidad transitoria

Los problemas de estabilidad relacionados con los transitorios son causados por la transición de la MR del modo conectado a modo aislado, cambios grandes en las cargas o fallas eléctricas. La transición entre los modos de funcionamiento resulta crítica para garantizar un buen suministro de energía. Si la red es usada como sistema de respaldo cuando la generación y el almacenamiento de la MR no sean suficientes para suplir la demanda, el sistema de control debe estar diseñado para permitir la transición de un modo a otro sin causar problemas de estabilidad [4].

3.2.1. Estrategias de control para mejorar la estabilidad transitoria

Los sistemas de modelado no lineales pueden ser usados para evaluar la estabilidad transitoria con técnicas como las funciones de Lyapunov [42]. Esto permite aplicar las correcciones necesarias e identificar los márgenes dentro de los cuales la estabilidad está garantizada. Las

simulaciones de los escenarios críticos son fundamentales en la etapa de diseño para reducir el riesgo de inestabilidad causada por transitorios. Estrategias como el control de los sistemas de almacenamiento o disminución controlada de la carga pueden ser aplicadas también.

3.3. Estabilidad por tensión

Los problemas de estabilidad por tensión pueden aparecer por límites de potencia reactiva, cargas dinámicas y cambios en los taps de los transformadores [4].

3.3.1. Estrategias de control para mejorar la estabilidad de tensión

Debido a la relación directa entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones de los nodos de la MR, controlar la potencia reactiva disminuirá los problemas de estabilidad de tensión. En este sentido la compensación reactiva con DSTATCOM o la regulación de tensión son buenas alternativas para mejorar los problemas de estabilidad por tensión [4].

4. METODOS DE MODELADO PARA TRABAJAR LA ESTABILIDAD DE MRS

El comportamiento dinámico de las MRs incluye componentes que no son considerados en los sistemas de potencia tradicionales. Debido a esto, encontrar un modelo que represente la respuesta dinámica de una MR puede ser un punto clave para realizar un estudio de estabilidad. Una característica importante de las MR es la alta contribución de energía renovable aportada por las UGD y los sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Algunas publicaciones se enfocan en el modelado de las MRs completamente basadas en una interfaz con inversores de potencia o con una alta penetración de UGD basadas en energía renovable (EnR) [43], [44]–[47]. La mayoría de los modelos propuestos son pensados para realizar análisis de estabilidad en pequeña señal [43], [44]–[46], [48] y con la herramienta de estado de espacios, como es mostrado en [43], [46], [48].

Algunos autores proponen procedimientos para obtener el modelo de la MR completa [43], [47], [48]. En [48] los autores proponen una metodología para obtener la representación de espacio de estados para una MR aislada. El análisis realizado en pequeña señal permite ver los efectos de las cargas dinámicas sobre la estabilidad de la MR. Un procedimiento de modelado para una MR que tiene UGD con interfaz de inversores (*Inverter interfaced DGUs*) es propuesto en [43]. El modelo propuesto usa el marco de referencias D-Q para la corriente y tensión de salida de la GD asumiéndolos

como fuentes de tensión de CC. Además, incluye un control de caída para obtener la representación de espacio de estados en pequeña señal de la interfaz de los inversores de la GD. Una metodología para modelar MRs incluyendo generadores síncronos pero dominada por la interfaz de inversores de las UGD es introducida en [47]. Además, es incluido el sistema de control local para las UGD, el controlador de caída, las corrientes y tensiones internas, funcionando de forma conectada y desconectada de la red eléctrica. El procedimiento propuesto proporciona las ecuaciones diferenciales requeridas para realizar la simulación de transitorios en la MR sin la necesidad de un software de simulación.

Los autores en [46] presentan una revisión de diferentes métodos de modelado en pequeña señal para sistemas de potencia electrónicos en AC. Los métodos incluidos son sistemas coordinados D-Q, basados en fasores y linealización armónica, resaltando las ventajas y desventajas de cada método. Más aun, el artículo discute la compatibilidad de la aproximación de cada modelo con el modelado de espacio de estados. Un análisis interesante ilustra la dificultad del modelado de los sistemas coordinados D-Q para manejar cargas y fuentes distorsionadas y desbalanceadas, así como las dificultades para interpretar y medir los cambios de la impedancia. En [45] los autores se enfocan en el análisis basado en la representación de la impedancia de un inversor monofásico operando como una fuente de tensión.

5. EFECTOS DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y DESPACHO SOBRE LA ESTABILIDAD DE MRS

Parte de la energía de una MR proviene de fuentes intermitentes. Las fuentes de carácter intermitente no pueden ser despachadas de forma continua. Esto hace necesario disponer de algoritmos y técnicas de control para el despacho afectando la estabilidad del sistema.

5.1. Control de alto nivel

5.1.1. Sistemas de control robusto

Los controles de caída son ampliamente considerados para controlar la interfaz de la MR. En [43] proponen un control de caída modificado, el cual asegura la estabilidad global de la MR. Los parámetros del control son calculados usando la técnica de optimización evolutiva (*Evolutionary Optimizatton Technique*). Los resultados de la simulación muestran que el control propuesto es más robusto que las técnicas de control tradicionales, pues el sistema permanece estable incluso después de la desconexión de dos generadores.

En [49] los autores proponen una técnica de control retroalimentada para mejorar el desempeño de un control de caída tradicional. Los resultados generados por el software PSCAD/EMTDC muestran las ventajas del sistema de control propuesto: reduce la oscilación de las corrientes de salida, disminuye los tiempos de respuesta de la potencia activa y reactiva e impide fallas ocasionadas por inestabilidad. Coelho [50] estudia la estabilidad de pequeña señal para la interfaz de los inversores de las fuentes de energía. El estudio proporciona herramientas para los diseñadores para sintonizar las caídas de voltaje de los coeficientes de los controladores. Los resultados de las simulaciones y de los experimentos son mostrados para un único inversor conectado a una fuente independiente de AC.

Iyer [51] realiza un análisis de estabilidad en sistemas con múltiples inversores. La estabilidad es estudiada respecto a los parámetros de los controladores de caída para cada inversor individual. Los resultados de las simulaciones y de los experimentos son presentados para un anillo de 3 inversores. La principal contribución es un modelo matemático simplificado desde el cual son determinados acertadamente los límites de estabilidad para la MR.

Jung et al [52] propone un sistema de control adaptativo robusto para una instalación de UGD en una MR aislada. El controlador es evaluado con un inversor trifásico para diferentes tipos de cargas por medio de simulaciones en Matlab y un banco de pruebas experimental. Esto considera solamente el sistema de control local y no considera los efectos de la conexión a la red principal. En [6] los autores proponen un sistema de control para un inversor de paneles solares que disminuye los armónicos de baja frecuencia encontrados en la red local. El desempeño del controlador propuesto es analizado en Matlab con fallas monofásicas y trifásicas. Los resultados muestran la capacidad de los generadores fotovoltaicos de implementar funciones auxiliares y contribuir a la estabilidad transitoria del nodo donde son conectados. Un sistema de control de caída mejorado es propuesto en [53]. Este tipo de control es llamado "Inercia Virtual" y mejora el desempeño del controlador para grandes desviaciones de la frecuencia del sistema. El control propuesto es probado mediante una simulación de una MR conectada a la red con dos UGD y dos generadores síncronos, todos con potencias similares. Los resultados de la simulación realizada en Matlab ilustran la mejora de la estabilidad transitoria de la frecuencia. Los efectos sobre la tensión y la estabilidad transitoria de generadores síncronos y de inducción doblemente alimentados son presentados en [41]. Los autores proponen dos estructuras estabilizadoras de tensión desequilibradas para cada generador. El sistema de control propuesto es implementado en PSCAD/EMTDC para validar el desempeño de la tensión y la estabilidad transitoria.

5.1.2. Distribución de cargas

Marwali, Jung y Keyhani [54] proponen un algoritmo de distribución de carga para dos inversores trifásicos. El algoritmo combina un sistema de control de caída con métodos tradicionales. El control reduce la dependencia de los dispositivos de comunicaciones y los efectos de los desajustes de la impedancia de las líneas. Un análisis de pequeña señal es realizado en Matlab con valores propios. Herrera et al [55] estudia la estabilidad en pequeña señal incluyendo el efecto de la conexión de vehículos eléctricos a estaciones de recarga dentro de la MR. La estabilidad de la MR obtenida después de implementar el algoritmo de gestión de la carga propuesto es analizada en el simulador de tiempo real OPAL-RT. Para la simulación se incluyó el diseño de la MR, los sistemas de control planteados y el algoritmo de distribución de carga.

5.2. Control de bajo nivel

Contrariamente a los sistemas de potencia tradicionales, la fuente más común de energía de una MR no son los generadores síncronos sino los generadores asíncronos o los inversores de potencia. Estas dos interfaces presentan diferencias conceptuales y físicas profundas, tales como el concepto de inercia, razón por la cual son el tema de estudio de muchos investigadores. Otro tema de interés es el efecto de las cargas industriales, cargas no lineales o máquinas de inducción en las MRs que tienen un alto nivel de penetración de fuentes intermitentes.

5.2.1. Tipos de UGD en las MRs

Khani [56] estudia los efectos asociados al nivel de penetración de generadores síncronos, generadores asíncronos y UGD con interface de inversor. El análisis de transitorios y estabilidad de tensión es realizado en el software PSCAD/EMTDC. Las interfaces de las unidades de generación síncronas tienden a incrementar la desviación de ángulo del rotor, pero reducir las caídas de tensión. Las interfaces de unidades de generadores asíncronos tienen un impacto negativo en la estabilidad de tensión. Las unidades de generación con interfaz de inversores son fuertemente dependientes de la técnica de control aplicada (control de corriente, control de potencia activa y reactiva y control de tensión y frecuencia). Ellas pueden mejorar la estabilidad de tensión, pero implícitamente tienen un impacto negativo en la estabilidad transitoria. Katiraei [57] realizó un análisis de contingencias N-1 para un sistema de potencia considerando la desconexión de una MR como una de las contingencias. La MR analizada paso del modo conectado al modo aislado. Además, se estimó el efecto ocasionado por los generadores síncronos, generadores asíncronos y UGD con inversores sobre la estabilidad del

sistema. El escenario de la MR fue simulado en PSCAD/EMTDC. Debido a la rápida respuesta de potencia activa y reactiva del controlador, la interfaz fuente inversor puede mejorar la estabilidad de ángulo del rotor del sistema.

Qian Ai [58] usa el método de continuación del flujo de potencia (*Power flow continuation method*) para determinar los límites de estabilidad del sistema de potencia con UGD de gran tamaño. El análisis considera el impacto transitorio de la GD en el modo de operación aislado de la MR, el efecto transitorio del arranque de los motores en la red y el efecto transitorio ocasionado por las fallas sobre las líneas que tienen cargas instaladas. El efecto de los motores de inducción en la estabilidad del sistema de potencia es analizado para diferentes estrategias de distribución de carga. Las simulaciones son realizadas usando el software PSCAD. Amelian [59] estudia la estabilidad del sistema comparando diferentes cargas como cargas RL o motores de inducción conectados a la MR aislada. Los resultados de la simulación muestran que los motores de inducción disminuyen el margen de estabilidad respecto a las cargas RL.

En [60] es presentado un análisis de estabilidad y la compensación realizada para inestabilidades ocasionadas por bajas frecuencias de operación. El artículo presenta el modelado, análisis y compensación de una MR con múltiples máquinas de inducción. Además, propone un control de amortiguamiento activo para la frecuencia y las oscilaciones de tensión. La técnica de control utilizada no afecta las características de transferencia de potencia en estado estable. El sistema de control es evaluado en Matlab/Simulink y en una configuración experimental.

6. ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE MRS

La estabilidad futura del sistema puede ser considerada inclusive antes de ser instalada la MR. Considerar como la MR va a afectar la estabilidad del sistema puede ser realizado desde las etapas de Dimensionamiento y Posicionamiento. Realizar simulaciones del sistema de potencia por medio de análisis de pequeña señal o por medio de flujos de potencia cuando la MR sea incorporada anticipan el comportamiento de su estabilidad. Hemdan [7], Hedayati [8], Al Abri [6] y Aman [9] proponen métodos de dimensionado y posicionamiento para mejorar el margen de estabilidad del sistema.

6.1.1. Mejora de la estabilidad de la MR mediante el dimensionado

En [7] son empleados algoritmos genéticos para dimensionar unidades de GD en los nodos más sensibles a presentar fallos por estabilidad. Los algoritmos identifican los mejores nodos para ubicar las unidades de generación por medio de un análisis de sensibilidad de tensión.

Mediante la utilización de un algoritmo de búsqueda basado en el flujo de potencia se identifica el nodo más sensible a variaciones de tensión en el sistema de potencia [9]. Pequeñas variaciones de tensión en este nodo podrían conducir al sistema a tener fallos por tensión. Después de identificar los nodos más sensibles, el algoritmo encuentra el dimensionado de las UGD optimas que mejoraran la estabilidad del sistema. La metodología es evaluada en un sistema de 12 nodos y en un sistema de 69 nodos.

6.1.2. Mejora de la estabilidad de la MR mediante el posicionamiento

En [6] y [8] son presentados métodos para determinar la mejor ubicación de las UGD buscando mejorar la estabilidad del sistema. Por un lado, en [6] el posicionamiento se realiza utilizando programación mixta entera no lineal considerando la distribución de probabilidad de las cargas y la generación. Por otro lado, se utiliza un método de flujo de potencia continuado y teoría de bifurcación en [8] para determinar los mejores buses para colocar las UGD en un sistema de 34 nodos.

Los autores en [10] estudian el impacto del dimensionamiento y el posicionamiento de los generadores fotovoltaicos sobre la estabilidad del sistema. El análisis considero diferentes configuraciones, granjas solares y niveles diferentes de penetración de UGD en el sistema. El impacto de los generadores fotovoltaicos se analiza a través de simulaciones y análisis de valores propios centrados en la estabilidad de tensión. Azmy [25] estudia como posicionar UGD tales como micro turbinas y celdas de combustible en los sistemas de transmisión y distribución para mejorar la estabilidad del sistema. En [36] es presentada una simulación con Eurostag para analizar el impacto a gran escala de la introducción de fuentes de energía intermitente, como turbinas de viento y generados fotovoltaicos, en la estabilidad de tensión y ángulo del sistema de transmisión de Bélgica. Los efectos sobre la estabilidad ocasionados por transitorios de tensión y perturbaciones de ángulo del rotor para diferentes tipos de UGD son presentados en [31]–[33], [34].

7. REFERENCIAS

- [1] P. Asmus, "Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future," *Electr. J.*, vol. 23, no. 10, pp. 72–82, 2010.

- [2] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J. W. Jung, "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 387–405, 2013.
- [3] G. Venkataramanan and C. Marnay, "A larger role for microgrids," *IEEE may/june 2008*, vol. 6, no. june, pp. 54–65, 2008.
- [4] R. Majumder, "Some aspects of stability in microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3243–3252, 2013.
- [5] Z. Shuai *et al.*, "Microgrid stability: Classification and a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179, 2016.
- [6] R. S. Al Abri, E. F. El-Saadany, and Y. M. Atwa, "Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 28, no. 1, pp. 326–334, 2013.
- [7] N. G. A. Hemdan and M. Kurrat, "Distributed generation location and capacity effect on voltage stability of distribution networks," *2008 Annu. IEEE Student Pap. Conf. AISPC*, vol. 25, no. c, pp. 1–5, 2008.
- [8] H. Hedayati, S. A. Nabaviniaki, and A. Akbarimajid, "A new method for placement of DG units in distribution networks," *2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2006 - Proc.*, vol. 23, no. 3, pp. 1904–1909, 2006.
- [9] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, and A. H. A. Bakar, "Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 1296–1304, 2012.
- [10] B. Tamimi, C. Canizares, and K. Bhattacharya, "System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688, 2013.
- [11] P. Ji, X. X. Zhou, and S. Y. Wu, "Review on sustainable development of island microgrid," *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 3, pp. 1806–1813, 2011.
- [12] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, "A review on distributed energy resources and MicroGrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 9, pp. 2465–2476, 2008.
- [13] H. Chen, T. Ngoc, W. Yang, C. Tan, and Y. Li, "Progress in electrical energy storage system : A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [14] M. S. Mahmoud and F. M. AL-Sunni, *Control and Optimization of Distributed Generation Systems*. Springer, 2010.
- [15] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, "Defining control strategies for microgrids islanded operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [16] C. L. Moreira, F. O. Resende, and J. A. P. Lopes, "Using low voltage MicroGrids for service restoration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 395–403, 2007.
- [17] X. Wang, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, and Z. Chen, "A review of power electronics based microgrids," *J. Power Electron.*, vol. 12, no. 1, pp. 181–192, 2012.
- [18] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, "Microgrid Management," *IEEE power energy Mag.*, vol. 6, no. june, pp. 54–65, 2008.
- [19] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [20] N. Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control*. John Wiley & Sons Ltd, 2014.
- [21] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. M. De Kooning, and L. Vandevelde, "Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global DC-link voltage droop," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 3, pp. 1405–1414, 2012.
- [22] M. P. M and J. Paul, "Control of Microgrid for Different Modes of Operation," vol. 5, no. 5, pp. 815–820, 2016.
- [23] P. Kundur *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [24] J. C. Boemer, M. Gibescu, and W. L. Kling, "Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: An overview," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–8, 2009.
- [25] A. M. Azmy and I. Erlich, "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system," *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005*, pp. 1–8, 2005.
- [26] M. K. Donnelly, J. E. Dagle, D. J. Trudnowski, and G. J. Rogers, "Impacts of the distributed utility on transmission system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 741–746, 1996.
- [27] A. K. Srivastava, S. Member, A. A. Kumar, S. Member, N. N. Schulz, and S. Member, "Impact of Distributed Generations with Energy Storage Devices on the Electric Grid," vol. 6, no. 1, pp. 110–117, 2012.
- [28] L. Meegahapola and D. Flynn, "Impact on transient and frequency stability for a power system at very high wind penetration," *IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2010.

- [29] F. V. Edwards, G. J. W. Dudgeon, J. R. McDolnald, and W. E. Leithead, "Dynamics of Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE PES Gen. Meet.*, vol. 0, no. bus 130, pp. 1032–1037, 2000.
- [30] V. Calderaro, J. V. Milanovic, M. Kayikci, and A. Piccolo, "The impact of distributed synchronous generators on quality of electricity supply and transient stability of real distribution network," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 134–143, 2009.
- [31] M. Reza, J. G. Slooetweg, P. H. Schavemaker, W. L. Kling, and L. Van Der Sluis, "Investigating impacts of distributed generation on transmission system stability," *2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc.*, vol. 2, pp. 389–395, 2003.
- [32] J. G. Slooetweg and W. L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system transient stability," *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet.*, vol. 2, no. C, pp. 862–867, 2002.
- [33] M. Reza, P. H. Schavemaker, J. G. Slooetweg, W. L. Kling, and L. Van Der Sluis, "Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability," *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2004*, vol. 3115278118, pp. 1–6, 2004.
- [34] M. Reza, D. Sudarmadi, F. A. Viawan, W. L. Kling, and L. Van Der Sluis, "Dynamic stability of power systems with power electronic interfaced DG," *Power Syst. Conf. Expo. 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES*, pp. 1423–1428, 2006.
- [35] T. B. Nguyen and M. A. Pai, "A sensitivity-based approach for studying stability impact of distributed generation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 8, pp. 442–446, 2008.
- [36] V. Van Thong, D. Van Dommelen, J. Driesen, and R. Belmans, "Impact of large scale distributed and unpredictable generation on voltage and angle stability of transmission system," in *International Council on Large Electric Systems, Session 2004*, 2004, pp. 1–8.
- [37] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [38] V. Mariani, F. Vasca, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Model order reductions for stability analysis of islanded microgrids with droop control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4344–4354, Jul. 2015.
- [39] Z. Zeng, H. Yang, and R. Zhao, "Study on small signal stability of microgrids: A review and a new approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4818–4828, 2011.
- [40] X. Tang, W. Deng, and Z. Qi, "Investigation of the dynamic stability of microgrid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 698–706, 2014.
- [41] J. Ma, X. Wang, and X. Lan, "Small-signal stability analysis of microgrid based on perturbation theory," in *IEEE Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific*, 2012, pp. 1–4.
- [42] J.-J. E. Slotine and L. I. Weiping, *Applied Nonlinear Control*. Englewood Cliff, New Jersey, 1991.
- [43] R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich, and F. Zare, "Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 796–808, 2010.
- [44] N. Pogaku, M. Prodanović, and T. C. Green, "Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, 2007.
- [45] S. Sanchez Acevedo and M. Molinas, "Power electronics modeling fidelity: Impact on stability estimate of micro-grid systems," *2011 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT Asia 2011 Conf. Smarter Grid Sustain. Afford. Energy Futur.*, 2011.
- [46] J. Sun and S. Member, "Small-Signal Methods for AC Distributed Power Systems – A Review," vol. 24, no. 11, pp. 2545–2554, 2009.
- [47] N. L. Soltanlis, S. A. Papathanasiou, and N. D. Hatziaargyriou, "A stability algorithm for the dynamic analysis of inverter dominated unbalanced LV microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 294–304, 2007.
- [48] G. Diaz, C. Gonzalez-Moran, J. Gomez-Aleixandre, and A. Diez, "Composite Loads in Stand-Alone Inverter-Based Microgrids #x2014;Modeling Procedure and Effects on Load Margin," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 894–905, 2010.
- [49] M. B. Delghavi and A. Yazdani, "An adaptive feedforward compensation for stability enhancement in droop-controlled inverter-based microgrids," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1764–1773, 2011.
- [50] E. a. a. Coelho, P. C. Cortizo, and P. F. D. Garcia, "Small signal stability for single phase inverter connected to stiff AC system," *Conf. Rec. 1999 IEEE Ind. Appl. Conf. Thirty-Forth IAS Annu. Meet. (Cat. No.99CH36370)*, vol. 4, pp. 2180–2187, 1999.
- [51] S. V. Iyer, M. N. Belur, and M. C. Chandorkar, "A generalized computational method to determine stability of a multi-inverter microgrid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 9, pp. 2420–2432, 2010.

- [52] J. W. Jung, N. T. T. Vu, D. Q. Dang, T. D. Do, Y. S. Choi, and H. H. Choi, "A three-phase inverter for a standalone distributed generation system: Adaptive voltage control design and stability analysis," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 1, pp. 46–56, 2014.
- [53] N. Soni, S. Member, and S. Doolla, "Improvement of Transient Response in Microgrids Using Virtual Inertia," vol. 28, no. 3, pp. 1830–1838, 2013.
- [54] M. N. Marwali, J. Jung, and A. Keyhani, "Stability Analysis of Load Sharing Control for Distributed Generation Systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 3, pp. 737–745, 2007.
- [55] L. Herrera, E. Inoa, F. Guo, J. Wang, and H. Tang, "Small-signal modeling and networked control of a PHEV charging facility," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 2, pp. 1121–1130, 2014.
- [56] D. Khani, A. Sadeghi Yazdankhah, and H. Madadi Kojabadi, "Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 488–500, 2012.
- [57] F. Katiraei, S. Member, and M. R. Iravani, "Transients of a Micro-Grid System with Multiple Distributed Energy Resources," *Ipts2005*, pp. 1–6, 2005.
- [58] Q. Ai, X. Wang, and X. He, "The impact of large-scale distributed generation on power grid and microgrids," *Renew. Energy*, vol. 62, pp. 417–423, 2014.
- [59] S. M. Amelian and R. Hooshmand, "Small signal stability analysis of microgrids considering comprehensive load models - A sensitivity based approach," *Smart Grid Conf. 2013, SGC 2013*, pp. 143–149, 2013.
- [60] a. Kahrobaeian and Y. Ibrahim, "Mitigation of Low-Frequency Oscillations in Autonomous Converter-Based Micro-Grids with Induction Motor Load," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 4, pp. 1–1, 2013.

8. ANEXOS

Resumen de los artículos empleados en la revisión

Introducción	[1]-[10]
Concepto básico de MRs	[11]-[22]
Estabilidad en los sistemas de potencia y en las MRs	[23]-[36], [4], [5]
Estabilidad en pequeña señal	[37]-[41]
Estabilidad transitoria	[42], [4]
Estabilidad por tensión	[4]
Métodos de modelado para trabajar la estabilidad de MRs	[43]-[48]
Efectos de las estrategias de control y despacho sobre la estabilidad de MRs	
Control de alto nivel	
<i>Sistemas de control robusto</i>	[49]-[53], [41], [43]
<i>Distribución de cargas</i>	[54], [55]
Control de bajo nivel	
<i>Tipos de UGD en las MRs</i>	[56]-[60]
Alternativas para mejorar la estabilidad de las MRs	[6]-[9]
Mejora de la estabilidad de la MR mediante el dimensionado	[7], [9]
Mejora de la estabilidad de la MR mediante el posicionamiento	[6], [8], [10], [25], [31], [33], [34], [36]