

MICRORREDES BASADAS EN ELECTRÓNICA DE POTENCIA: PARTE II: CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

Ricardo David Medina¹

Resumen

Desde mediados de la década de los setenta y a raíz de la crisis del petróleo se ha buscado diversificar las fuentes energéticas y desvincular la economía mundial del uso de combustibles fósiles. En la actualidad, el desarrollo de tecnologías para aprovechar fuentes energéticas alternativas, el aumento en la capacidad de almacenamiento a pequeña escala y la facilidad para comunicar estos equipos con la red han iniciado una transformación de la red eléctrica, llevándola al concepto de red inteligente (*Smart Grid*). El paso intermedio en esta transición es la creación de áreas de red que cuenten con la “inteligencia” para vincular a la red generación y almacenamiento distribuidos y a su vez mantenga el suministro con altos estándares de calidad y confiabilidad a precios razonablemente bajos; estas secciones de la red son denominadas microrredes. Otra característica novedosa de las microrredes es la posibilidad de participación en un mercado energético agrupando toda su demanda y su generación como una “unidad virtual” frente a la red, e interactuar como un agente de mercado. Este trabajo presenta una breve introducción y brinda una visión general del uso de tecnologías para la seguridad, operación, gestión y control de microrredes.

Palabras clave: Microrredes, electrónica de potencia, generación distribuida, redes inteligentes, sistemas multiagente.

Abstract

Since the mid-70s and following the oil crisis, much research has been developed in order to diversify energy sources and decoupling the world economy from fossil fuels. At present, the development of technologies to harness alternative energies, the increased of small-scale storage systems and communication technologies to link and command these elements have begun a transformation of the electricity grid, introducing the concept of intelligent grid (*Smart Grid*). The intermediate step in this transition is to create areas of the grid that have the "intelligence" to link distributed storage and generation to the grid, keeping high standards of quality and reliability at reasonably low prices; these sections of the grid are called micro-grids, a novel feature of the micro-grids is the possibility to participate in the energy market, as a "virtual unit" grouping all their demand and generation to interact with the market. This paper presents a brief introduction about micro-grids and provides an overview of the use of technologies for security, operation, management and its control.

Keywords: Micro-grid, power electronic, distributed generation, smart-grids, multiagent system.

¹Ingeniero eléctrico, candidato al grado de Doctor en Ingeniería por la Universidad Nacional de San Juan Argentina, investigador en el proyecto “Gestión de Activos Físicos” en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan-Argentina; actualmente, investigador invitado en el Instituto de Alta Tensión de la RWTH – Aachen University en Aquisgrán-Alemania. Autor para correspondencia ✉: ricardomedinav@gmail.com

Recibido: 10-09-2014, Aprobado tras revisión: 13-10-2014.

Forma sugerida de citación: Medina, R. (2014). “Microrredes Basadas en Electrónica de Potencia: parte II: Control de Potencia Activa y Reactiva”. *INGENIUS*. N.º 12, (Julio-Diciembre). pp. 24-34. ISSN: 1390-650X.

1. Introducción

Las redes tradicionales están siendo transformadas debido a la integración de generación y almacenamiento distribuido, así mismo las tecnologías de comunicación. Otro cambio importante que se viene produciendo es la incorporación de tecnologías de comunicación y procesamiento que permiten dotar a los equipos conectados a la red de inteligencia estas situaciones permiten que los agentes de generación, almacenamiento y las cargas puedan comunicarse e interactuar. La asociación de muchas microrredes constituye una *Smart Grid*, esta realidad se está plasmando a pasos cada vez más rápidos.

Este documento presenta los últimos avances de las técnicas de control de potencia activa y reactiva en una microrred; en el apartado 2 se trata de forma general el control de los sistemas eléctricos de potencia; en el apartado 3 se explica el control en las microrredes basadas en electrónica de potencia y en el apartado 4 se estudia el progreso del control de potencia activa y reactiva en una microrred. Al final se tendrá una conclusión y la bibliografía citada en el trabajo.

2. Estrategias de control

Al hablar de control en términos generales lo primero que se debe tener en cuenta son los objetivos que se desean alcanzar por parte del sistema controlado; en el caso de un sistema eléctrico de potencia las "metas de control" se enfocan a convertir un tipo de energía en energía eléctrica y transportarla para servir plenamente la carga, con altos niveles de calidad de suministro de la manera más económica y con el menor impacto ambiental posible. En el caso de las MR al hablar de control se enfocará principalmente en el control de la generación distribuida, almacenamiento distribuido y las cargas; tanto la generación electrónicamente acoplada a la red como el almacenamiento serán tratadas como un único conjunto ya que sus controles electrónicos son bastante similares.

2.1. Control jerárquico

El control jerárquico maneja conceptos estudiados y analizados desde la década de los setenta e inicios de los ochenta [1], básicamente las unidades de control tienen fronteras tanto temporales como espaciales que permiten realizar el control conjunto. Se supone que todos los actuadores tienen un intercambio continuo de información y es importante considerar que las constantes de tiempo de los niveles jerárquicos superiores son más altas.

En los sistemas de potencia las variables de control se han agrupado en dos grandes lazos que, por

facilidad, son analizados de forma independiente, estos son a) control de frecuencia-potencia activa y b) control de tensión-potencia reactiva: La Figura 1, presenta las respectivas correlaciones entre estas cuatro magnitudes.

En los sistemas de conversión electrónica se trabaja idealmente a factor de potencia unitaria, esto es posible mediante el control electrónico en los convertidores.

2.2. Niveles de control

La estructura de control de un sistema de potencia se clasifica en 3 niveles:

2.2.1. Control terciario

Este control puede ser de lazo abierto o cerrado, busca establecer puntos de trabajo óptimos para el sistema en periodos de 15 min. Sus actuaciones se realizan mediante la maniobra de:

- Taps de trafos que operen bajo carga.
- Bancos de capacitores/inductores / SVC.

2.2.2. Control secundario

El nivel secundario es de lazo cerrado, el tiempo de actuación se halla dentro de los 60 s y abarca una zona geográfica de control mediante la modificación de la tensión en una barra definida y por consecuencia al grupo de barras vecinas conectadas a esta que seguirán la evolución de los cambios de forma conjunta. La forma de control de este nivel consiste en la modificación de los flujos de potencia reactiva en su zona de actuación, esto se puede lograr cambiando los parámetros de generación de reactivos en las centrales de generación.

2.2.3. Control primario

Este nivel de control es el más rápido, su tiempo de respuesta está entre 1-2 segundos, actúa de forma local en los controles de las mismas unidades de generación, su cometido básico es mantener la tensión y la frecuencia dentro de los límites asignados. Los problemas de tensión se los considera locales y las oscilaciones de frecuencia son problemas globales de la red, por ello la jerarquización espacial es importante para solucionar uno u otro problema.

3. Control de microrredes

El control de las microrredes difiere del enfoque tradicional de los SEP debido a los modos de operación; en el modo conectado a la red la prioridad del control es la potencia activa y reactiva ya que la frecuencia

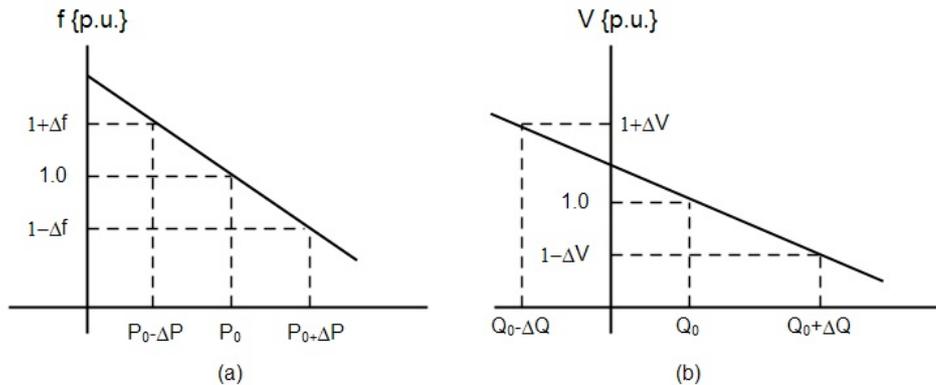


Figura 1. Lazos de control: (a) Control de frecuencia/potencia activa, (b) Control de potencia tensión/potencia reactiva. Los convertidores electrónicos pueden mantener los parámetros comportándose como generadores síncronos [2].

y la tensión están fijadas por la red, en el modo desconectado de la red o en el modo aislado el mayor reto para la red es mantener la tensión y frecuencia dentro de parámetros aceptables [3]; como se indicó antes se considera el caso ideal que GD y AD satisfacen plenamente la demanda de la red que trabaja aislada. En conjunto la microrred debe balancear la generación de activos y reactivos acorde a la capacidad de cada unidad y la demanda con base en los requerimientos de estabilidad de la MR [4].

3.1. Modos de control de las microrredes

Se puede definir las tareas de control en dos grandes grupos [5]: control del lado de la fuente y control del lado de la red: la Figura 2 presenta esta clasificación, se nota como cada tipo de control se asocia con un grupo determinado de mediciones y restricciones.

3.1.1. Control del lado de la fuente

Busca obtener la mayor cantidad de energía de la fuente primaria, dentro de esta tarea de control se incluye la protección en el lado de la fuente en caso de funcionamientos anormales, este funcionamiento es automático de cada unidad y no requiere coordinación con ningún agente, se basa en la lógica programada en cada agente. En el caso de fuentes despachables es necesario que cada controlador local reciba los parámetros de funcionamiento (potencia).

Sus tareas son:

- Control primario de tensión y frecuencia.
- Máximo aprovechamiento del recurso primario.
- Control de reactivos mediante los convertidores electrónicos, manteniendo el factor de potencia lo más cerca de la unidad.
- Entregar la potencia prefijada en las negociaciones.

- Desconexión de la fuente en caso de detectarse una falla en la red.

3.1.2. Control del lado de la red

Busca la operación óptima de todos los agentes conectados a la microrred, incluida la coordinación con la red de distribución, cumple las siguientes tareas:

- Control de la potencia activa inyectada a la red.
- Control de la potencia reactiva transferida entre GD, AD y la red.
- Control de la tensión en la barra de continua (en el caso de existir una única barra común) o el control en las tensiones en las barras de continua en cada uno de los conversores (en caso de no disponer de una única barra de conexión para los elementos).
- Control de la calidad de la energía inyectada a la red.
- Sincronización propia de la MR y con la red de distribución.

Adicionalmente, el control de la MR debe coordinar la provisión de servicios complementarios para la red [6], [7], [8].

3.2. Control jerárquico de microrredes

En el apartado anterior se explicó el concepto y la necesidad de un control jerárquico para los sistemas eléctricos, a continuación se presenta una perspectiva general del control jerárquico aplicado a una microrred conectada a la red que interactúa con el operador de la red de distribución (DNO), operador de mercado (MO), otras microrredes cuyos controles centralizados (MCC) [9] comandan a los controladores locales (CL) de generación distribuida, almacenamiento distribuido y de las cargas; en el caso de una microrred aislada

el control se limita a la gestión de los controladores locales.

La Figura 3, presenta la estructura jerárquica de una microrred conectada a la red de distribución que a su vez contiene más microrredes.

Las jerarquías de control (espacial y temporal) están íntimamente ligadas, el control de corto plazo se realiza en los convertidores electrónicos de generadores o almacenadores, de manera que es local, mientras que el control de largo plazo se basa en el control espacial secundario y terciario porque depende de la intervención de un grupo de agentes para cumplir sus requerimientos.

El control primario se enfoca en mantener los niveles de generación y evitar las desviaciones de los parámetros básicos en los terminales de los convertidores; el control secundario busca coordinar el trabajo de agentes de la misma microrred para que en conjunto los parámetros de la red se mantengan; el control terciario se puede entender como el trabajo de optimización económica tanto a nivel de MR como trabajando en conjunto con las demás MR en una Smart Grid [10].

3.2.1. Control jerárquico espacial.

El primer nivel de control lo realizan los controles locales CL, estos controles efectúan tareas tanto individual como colectivamente, tienen cierto grado de inteligencia para realizar determinadas tareas (control primario de tensión y frecuencia, desconexión en caso de fallas) sin necesidad de consultar al control central, por otra parte, cada CL recibe los parámetros del control central y busca aportar la consecución de la meta, dentro de sus límites.

El nivel secundario abarca zonas geográficas más amplias o la totalidad de la MR y lo realiza el control centralizado [11] o el conjunto de los CL trabajando en modo multiagente [12], [13], [14], [15], [16], en ambos casos se busca cumplir los objetivos globales de la microrred, esta coordinación se enfoca en el desarrollo de negociaciones que satisfacen la demanda de toda la MR y optimizan la calidad del servicio. En un tercer nivel se encuentra la coordinación con otras MR, el operador de la red de distribución y el operador de mercado. A este nivel se debe coordinar la operación de múltiples microrredes [9], [16], [17].

Cuando se coordina el trabajo con otras MR o con el operador se busca el beneficio mutuo (múltiple) [9], basado en la teoría de juegos [18] cada agente (microrred) hará una verificación del cumplimiento de sus objetivos y en caso de que le resulte conveniente participará y colaborará supliendo servicios auxiliares a la red o venderá energía a otra red vecina que lo requiera. Para llegar a este nivel de comunicación, que se da en todos los niveles jerárquicos, es necesario que

los agentes de la MR puedan intercambiar información sobre sus ofertas y necesidades continuamente, solo así mediante el trabajo cooperativo se logrará cumplir con las metas locales y globales [19].

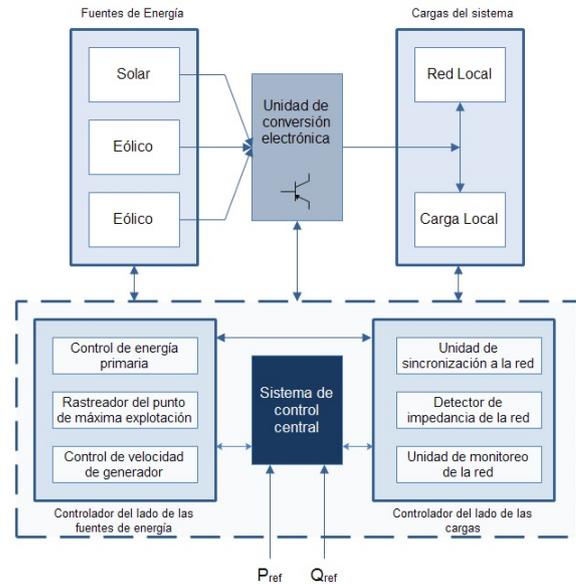


Figura 2. Estructura de control de una microrred [5].

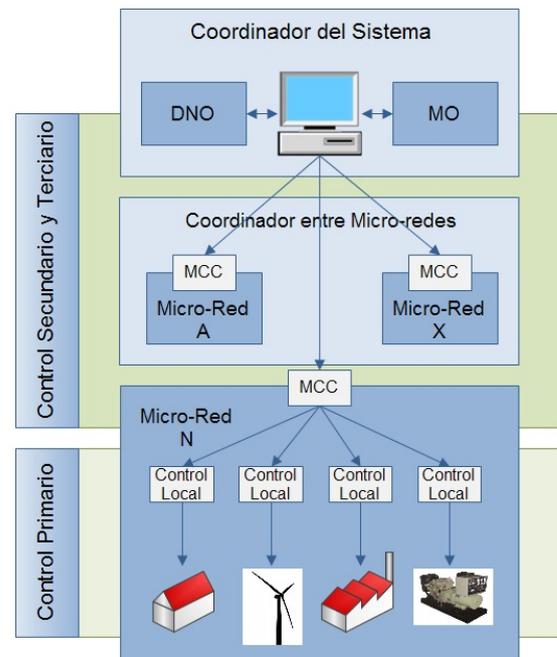


Figura 3. Estructura de control jerárquico del sistema que enlaza varias microrredes.

Dentro de los despachos que realice un MCC se harán en periodos menores a una hora, en esas negociaciones cada generador, cada carga y cada almacenador

de la MR, deberán hacer una negociación ofreciendo o requiriendo “X” cantidad de energía para los siguientes periodos de tiempo.

3.2.2. Control jerárquico temporal.

El sistema de control con jerarquización temporal puede incluir estos niveles y objetivos:

a) *Administración de potencia a corto plazo (primaria)*

- Determinar los niveles de generación basados en el seguimiento de carga, para mantener en todo el tiempo el balance de consumo/generación.
- Ofrecer regulación de tensión y frecuencia, en base de despacho de unidades o deslastre de carga.
- Brindar una respuesta transitoria durante un evento.
- Restaurar el sistema luego de un evento.
- Corregir y mejorar la calidad de la energía para las cargas sensibles.

b) *b. Administración de energía a largo plazo (secundaria y terciaria)*

- Despachar y estructurar los puntos de trabajo de las unidades de generación dispersa para mantener niveles de reserva adecuados según un proceso de optimización que busque:
 - Maximizar la energía obtenida de las unidades de GD.
 - Minimizar las pérdidas.
 - Gestionar la potencia obtenida/entregada desde la red.
 - Minimizar los costos de producción de las unidades que usen combustibles, (diésel, hidrógeno, hidráulicas de embalse).
- Considerar las características de cada unidad incluyendo: tipo, costo de generación, dependencia de energía primaria y su disponibilidad, periodos de mantenimiento e impactos ambientales.
- Realizar negociaciones con otros MCC de MR vecinas para definir el intercambio de energía, la oferta o demanda de servicios complementarios y los modos de cooperación en caso de presentarse eventos. Ofrecer regulación de tensión y frecuencia, en base de despacho de unidades o deslastre de carga.

4. Estrategias de control de potencia activa y reactiva

Jerárquicamente la supervisión de la tensión y la frecuencia constituyen el control primario de un sistema,

²El modo asilado y el modo desconectado son más complejos en cuanto al control, especialmente por el equilibrio de la potencia instantánea y la ausencia de un nodo de equilibrio lo suficientemente grande.

los siguientes apartados presentan las estrategias de control para estos parámetros en los convertidores electrónicos de las unidades de generación no despachable.

El control que se presenta a continuación analiza el comportamiento de una única unidad de inversión de un generador específico (control local) considerando al resto de la MR como una “caja negra” que únicamente brinda al convertidor electrónico los valores de tensión y frecuencia para así determinar puntos de ajuste para sus acciones de control.

Muchas MR además de contar con redes de alterna, trabajan con circuitos conectados en continua. Como norma se tiene un bus de dc cuando existen cargas que pueden ser conectadas directamente (como por ejemplo motores o iluminación) o cuando se dispone varias unidades de GD de poca potencia y se las conecta a una única barra; la conexión directa de continua ofrece el beneficio de reducir las pérdidas en la inversión; además, la ventaja de centralizar los equipos de inversión dc/ac, reduce los costos y simplifica el control.

La operación de las microrredes con circuito dc requieren estrategias de control para potencia y energía, durante el funcionamiento en cualquiera de sus modos² el equilibrio de la demanda con la generación disponible es un tópico sensible; en el modo conectado a la red la meta principal es minimizar la importación de energía [2], en cada caso los puntos de conexión de un agente del sistema pueden clasificarse como nodo de consumo PQ o nodo de control PV.

En [21] se presentan los lazos de control tradicionales P/f y Q/Vg , mientras que en [11], [21], [22], [23], [24] haciendo varias consideraciones se plantea el uso de los lazos P/Vg y Q/f , en esta investigación se considerará la segunda clasificación por ser un enfoque nuevo que presenta una respuesta más rápida, con menor actuación de los sistemas de almacenamiento.

4.1. Estrategias de control para la potencia reactiva

La microrred se conecta en las redes de baja tensión, por ello, se considera que los conductores tienen solo parte resistiva, a manera de ejemplo se empleará un sistema basado en dos fuentes que trabajan de forma cooperativa mostrada en la Figura 6 y su lazo de control en la Figura 7, la potencia reactiva Q que se inyecta en el circuito equivale a:

$$Q = \text{im}(V_R \cdot i_g^*)$$

Donde

$$v_g = V_g \cdot e^{j\delta_1}$$

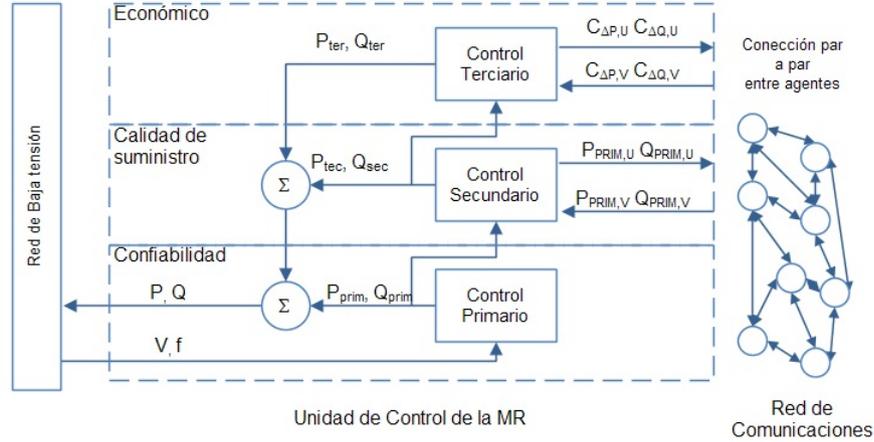


Figura 4. Niveles jerárquicos de control [10].

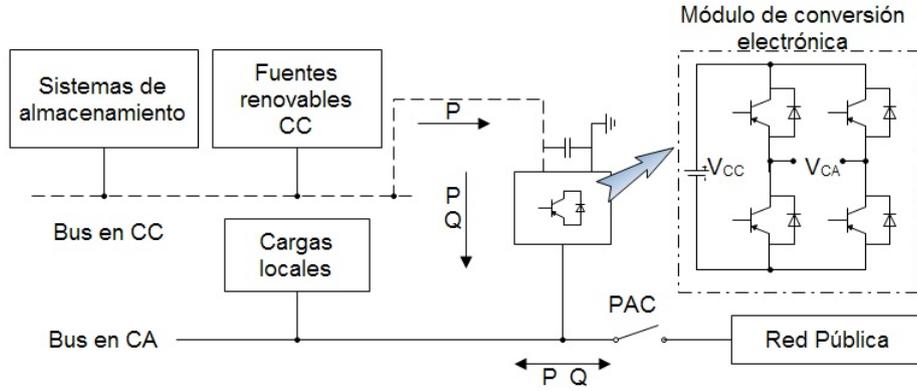


Figura 5. Esquema genérico de una microrred con bus de dc [20].

y

$$i_g = \frac{v_g - v_1}{R_1} \quad (1)$$

Donde

$$v_1 = V_1 \cdot e^{j\delta_0}$$

Entonces

$$Q = \frac{-v_g \cdot v_1}{R_1} \cdot \sin(\delta_0 - \delta_1) \approx \frac{-v_g \cdot v_1}{R_1} \cdot \delta_1$$

Con V_1 tensión en el punto de carga y δ_1 el ángulo del generador 1, $\delta_0 = 0$ es el ángulo de referencia y R_1 la resistencia de los conductores. La mayoría de las cargas son del tipo RL por lo tanto, el ángulo δ_1 es negativo, así que los incrementos en Q llevarán a incremento en el valor absoluto de δ_1 , por otro lado, de la expresión anterior se puede determinar que la potencia se expresa como:

$$P = \frac{v_g}{R_1} \cdot (v_g - v_1 \cdot \cos(\delta_1)) \approx \frac{v_g}{R_1} \cdot (v_g - v_1) \quad (2)$$

De las ecuaciones (1) y (2) podemos notar que se logra un desacople entre P/Q y amplitud/frecuencia en las microrredes con característica resistiva [22], por lo tanto, Q es predominantemente dependiente del ángulo de fase o de la frecuencia, mientras que P depende de la diferencia de tensiones sobre la línea, estas características son opuestas a las que presentan los sistemas inductivos.

4.1.1. Lazo Q/f

La potencia reactiva puede ser controlada mediante el lazo Q/f , de manera muy similar al lazo P/f que se usa en los sistemas convencionales, en la Figura 7 ambos convertidores comienzan con una generación de $Q = 0$; la Figura 7 muestra las pendientes de respuesta de dos unidades con distinta respuesta Q/f , en la Figura 8 en el caso de que se presente un ΔQ el convertidor 2 reacciona rápido así que instantáneamente asumirá la potencia reactiva hasta que el convertidor 1 actúe y se llegue al punto de equilibrio o estado estable, en el caso de que el sistema tenga más generadores,

se llegará al equilibrio mediante la distribución de los reactivos entre todos los agentes. El equipo con menor pendiente será el que mayor cantidad de reactivos asumirá en este nuevo estado, por ello durante el diseño de los convertidores se tendrá que dotar de una pendiente correcta para el convertidor electrónico más robusto para que actúe primero [25].

Para el control de reactivos el lazo Q/f (desarrollado en [23]) determina la frecuencia meta para el sistema, otra alternativa posible es la de factor de potencia unitario (desarrollado en [5]), en cuyo caso la inyección de reactivos es electrónica en el mismo convertidor.

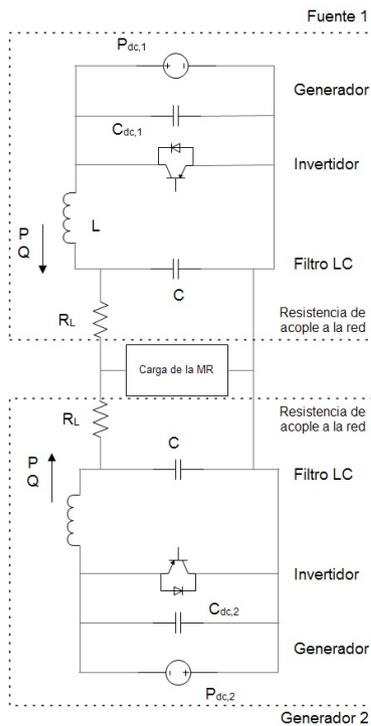


Figura 6. Sistema de dos fuentes electrónicamente conectadas a la MR [22].

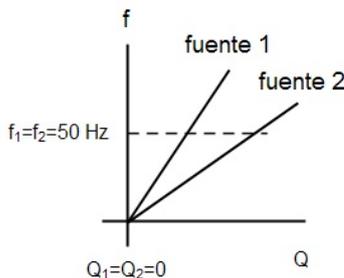


Figura 7. Convertidores con diferentes pendientes del lazo Q/f [22].

³El control lineal cuadrático es una estrategia de control óptimo, se basa en encontrar una ley de control que minimice la suma de los esfuerzos de control y las desviaciones de la señal de salida de su valor deseado.

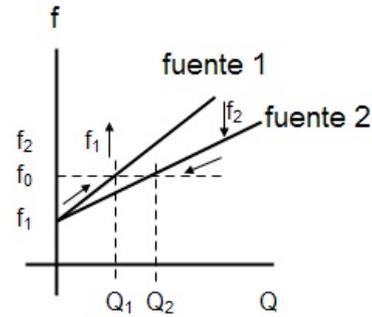


Figura 8. Variación asumida por los dos convertidores llegando al estado estable a la misma frecuencia [22].

4.2. Estrategias de control para la potencia activa

Por las características vistas antes se empleará el lazo de control V_g/V_{dc} , con V_g voltaje RMS de la MR y V_{dc} el voltaje de la barra dc o de la salida de la fuente primaria (ver Figura 9); la tensión en V_g seguirá la tensión en la barra de continua, a su vez se establecen límites para la tensión, la GD administrará los flujos de potencia variando la tensión, cuando la tensión V_g ha salido de una franja prefijada se activa otro lazo P/V_g para variar la potencia P_{dc} del generador, en este caso se determina una potencia fija que depende del tipo de fuente primaria y de la disponibilidad de almacenamiento.

Para el control de la potencia activa se plantea el uso de los lazo V_g/V_{dc} y P/V_g ; en el caso de trabajar en el modo aislado o independiente de la red; como se indicó antes, estos modos son más complejos para mantener constante la tensión en la barra dc [11], en el caso de MR conectadas a la red se enfoca el control a la potencia aparente producida.

El principio de control presentado en la Figura 10, muestra el lazo interno de control de tensión V_g/V_{dc} que fija la tensión objetivo V_g^* que será comparada con V_g medida y se obtendrá la corrección de la tensión nominal; la Figura 11 presenta una forma simple de este diagrama de flujo. El siguiente mantenimiento de la tensión V_g se puede realizar mediante varios tipos de control. En la bibliografía existen muchos casos de análisis basados en el uso de un regulador cuadrático lineal³ [26], redes neuronales [27] o lógica difusa. El lazo de control P/V_g es un lazo más exterior y jerárquicamente posterior.

El principio de funcionamiento de este lazo se basa en las particularidades de los sistemas de conversión

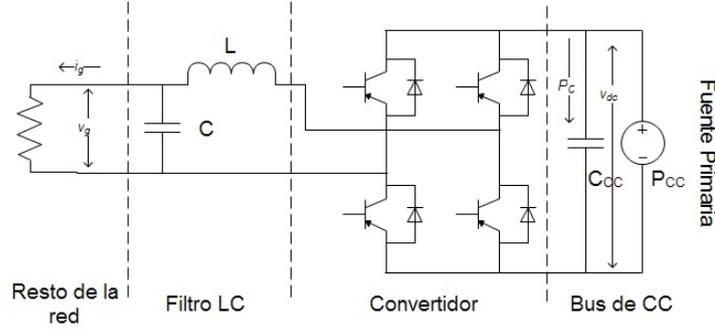


Figura 9. Esquema del convertor electrónico de GD [11].

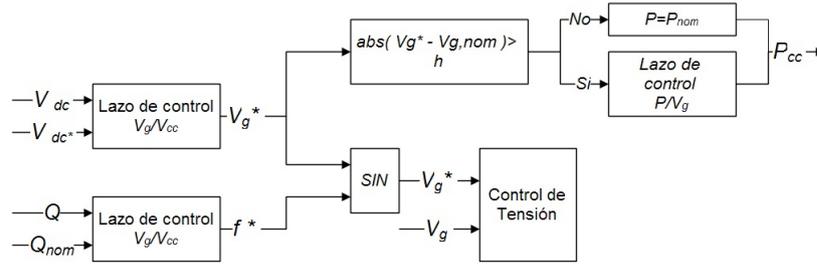


Figura 10. Estrategia de control de tensión. Los valores con “*” indican valores referenciales, h denota la banda de potencia constante [11].

(cc-ca) de microrredes operando de forma aislada, estas diferencias con respecto a los sistemas tradicionales se pueden resumir:

- Ausencia de inercia significativa.
- Prevalencia de la característica resistiva de las redes a las que está conectado.
- Variabilidad de la fuente primaria de energía.

4.2.1. Lazo V_g/V_{dc}

Todos los equipos eléctricos tienen un margen de tensiones en las cuales pueden operar normalmente, en el caso de tener una fuente con convertor la tensión alterna que genera debe mantenerse en una banda, para ello se usa el control V_g/V_{dc} , variando la tensión V_g que es el método más común y factible. El controlador V_g/V_{dc} cambia el valor de V_g^* acorde a la variación de la tensión V_{dc} , esto se realiza con un controlador proporcional, cada cambio en V_g produce un cambio en la potencia entregada a la red y de las cargas, esto se muestra en la ecuación 3.

$$v_R^* = V_{g,nom} + m \cdot (v_{dc} - v_{dc,nom}) \quad (3)$$

La tensión en la barra de continua tendrá oscilaciones al doble de la frecuencia fundamental, coincidiendo con los picos de corriente, por ello el muestreo

debe hacerse al cuádruple de la frecuencia nominal, el ancho de la banda del lazo P/V_g debe considerar estas oscilaciones, los cambios de potencia que pueden ocurrir en fuentes renovables no afectan la potencia de salida debido a este control que procura mantener este equilibrio continuamente, en el caso de que la variación sea grande intervendrá el lazo P/V_g .

4.2.2. Lazo P/V_g

Cuando la tensión de salida V_g varía más allá de un punto establecido se producen variaciones en la potencia transmitida desde la barra de dc o desde la fuente (P_{dc}), estas oscilaciones de potencia se pueden compensar variando las potencias generadas (en caso de que los generadores sean despachables), cargando o descargando baterías o realizando un deslastre de carga. El lazo V_g/V_{dc} coopera con el lazo P/V_g , la gráfica de respuesta de la estrategia de control se muestra en la Figura 12 y en la ecuación 4.

$$P_{dc} = P_{dc,nom} k \cdot (v_g - v_{g,nom}) \quad (4)$$

Donde k es un coeficiente positivo y $P_{dc,nom}$ la potencia en la barra dc nominal, estas consideraciones se pueden hacer cuando la red tiene almacenamiento distribuido y en general las variaciones tanto de potencia como de tensión no afectan a la frecuencia de la red [11]. El principio de funcionamiento de este lazo

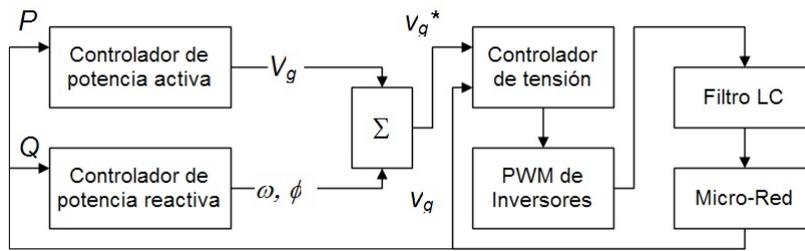


Figura 11. Estrategia de control de potencia activa y reactiva [22].

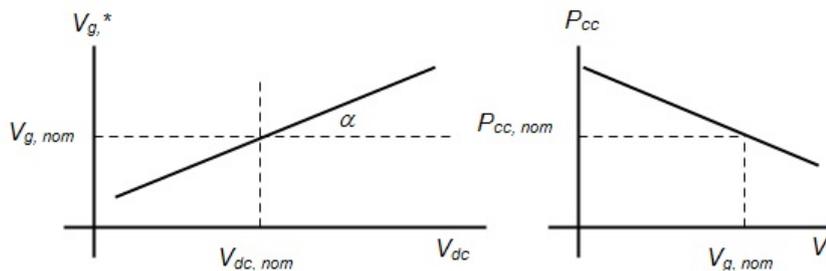


Figura 12. Lazo de control: V_g/V_{dc} y P/V_g [11].

se basa en la medición de la tensión de V_{dc} , si esta tensión sube indica un exceso de potencia activa, en este caso el controlador ordena incrementar el valor de la tensión en el convertidor a un nuevo conjunto de valores para tensión V_g . Cuando la tensión ha salido de la banda de tolerancia la potencia P_{dc} es modificada acorde a la ecuación (4). [22, 23].

4.2.3. Coordinación de los lazos V_g/V_{dc} P/V_g

En los apartados precedentes se han visto los controles trabajando de manera secuencial, a continuación se analiza el trabajo de forma conjunta, para ello se es-

tablece puntos de operación para cada tipo de control.

La Figura 12 presenta la curva de comportamiento conjunto de los lazos V_g/V_{dc} P/V_g . La banda de operación para cada punto de operación, dentro de este margen la potencia transmitida se mantiene constante, el lazo de control que prevalece es V_g/V_{dc} manteniendo las tensiones constantes, en caso de que la tensión salga de estos límites el lazo de control predominante será P/V_g según los parámetros presentados en la ecuación 5, con este control se puede manipular la potencia de la barra dc P_{dc} limitando las violaciones de tensión V_g , cuando se trabaja de manera conjunta estos controladores

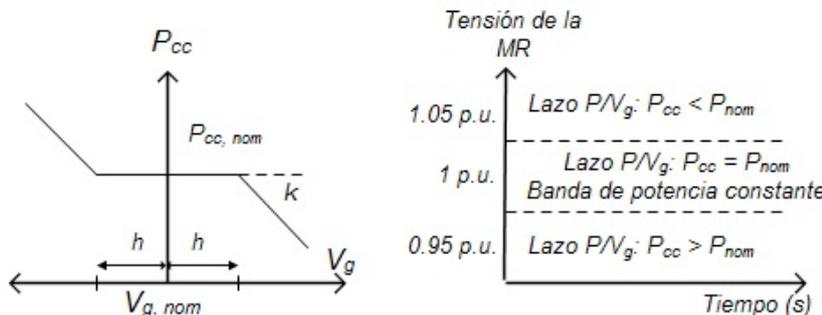


Figura 13. a). Combinación de los lazos de control V_g/V_{dc} y P/V_g . b) Control a potencia constante, con franja de potencia [11].

permiten una menor actuación de los elementos de almacenamiento que cuando los controladores actúan de manera independiente.

$$Pdc = Pdc_{nom} - k * a$$

$$a = \begin{cases} 0 & \text{si } V_{gnom} - h \leq Vg \leq V_{gnom} + h \\ V_{gnom} - (V_{gnom} + h) & \text{si } Vg > V_{gnom} + h \\ V_{gnom} - (V_{gnom} - h) & \text{si } Vg < V_{gnom} - h \end{cases} \quad (5)$$

5. Conclusiones

En este documento se ha presentado las diferencias fundamentales entre el control de una red tradicional y una microrred, la MR permite controlar de forma local problemas de oscilaciones de frecuencia y tensión.

Otra característica interesante y potencialmente explotable radica en la capacidad de contar con un control sobre la forma onda entregada por los rectificadores, esto permite considerar la posibilidad de destinar algunas unidades a la mejora de la calidad del suministro al contrarrestar armónicos sin producir oscilaciones de Q, esta posibilidad debe ser estudiada en futuros trabajos. Un problema a ser resuelto es el de la estabilidad, ya que la potencia de las unidades conectadas a la MR es muy pequeña como para asumir el rol de nodo de referencia.

Las MR requieren una comunicación robusta para que cada agente cumpla sus objetivos lo cual encarece su instalación, es necesario desarrollar técnicas de transmisión de datos que empleen la infraestructura existente.

La diferencia en las tecnologías de los equipos convertidores, sus modos de control y las velocidades de respuesta de cada agente son problemas que el control central debe manejar en tiempo real, lo cual implica un poder computacional elevado. Se requiere de una estandarización para que todos los agentes puedan trabajar de forma ordenada.

Referencias

- [1] F. Gamarra, “Nuevos conceptos de control automático de la tensión y recursos de potencia reactiva en la evaluación de costos en el nuevo mercado eléctrico competitivo,” *Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Ingeniería*, Lima, 2009.
- [2] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 6, pp. 54–65, 2008.
- [3] H. Mohamada, “Renewable and sustainable energy reviews: A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant,” *Power Energy Dedicated Advanced Centre*, 2011.
- [4] C. Álvarez, “Manejo de reserva de potencia reactiva mediante un sistema de control jerárquico distribuido,” *CND - Dpto. Eléctrica UPV*, Valencia, 2003.
- [5] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, “Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, pp. 1398–1409, 2006.
- [6] G. Sheble, “Energy service providers the missing link to successful deregulation?” *IEEE power & energy magazine*, Nov-Dic, 2003.
- [7] —, “Smart grid millionaire do you want to be one?” *IEEE power & energy magazine*, p. 8, 2008.
- [8] G. B. Sheble, “Valuation of services. competitive industry modeling,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 1, pp. 14–19, 2003.
- [9] R. E.-S. E. Ng, “Multi-microgrid control systems (mmcs),” *University of Waterloo Press*, 2009.
- [10] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, and R. Belmans, “Control of microgrids,” *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–7, 2007.
- [11] T. L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandevelde, “A control strategy for islanded microgrids with dc-link voltage control,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 703–713, 2011.
- [12] A. Dimeas and N. Hatziargyriou, “A multiagent system for microgrids,” *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, vol. 1, pp. 55–58, 2004.
- [13] L. Dimeas, A and D. Hatziargyriou, N, “Operation of a multiagent system for microgrid control,” *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 20, pp. 1447–1455, 2005.
- [14] T. K. H. Kim, Y. Lim, and T. Kim, “A bankruptcy problem approach to load-shedding in multiagent-based microgrid operation,” *Sensors Magazine*.
- [15] T. K. H. Kim, “A multiagent system for microgrid operation in the grid-interconnected mode,” *Sensors Magazine*, 2010.

- [16] J. Vasquez, J. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. de Vicuña, "Hierarchical control of intelligent microgrids," *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, vol. 4, pp. 23–29, 2010.
- [17] F. Blaabjerg, C. Zhe, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1184–1194, 2004.
- [18] W. Saad, H. Zhu, and H. V. Poor, "Coalitional game theory for cooperative micro-grid distribution networks," *Communications Workshops (ICC), 2011 IEEE International Conference*, pp. 1–5, 2011.
- [19] F. Maghsoodlou, R. Masiello, and T. Ray, "Energy management systems," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 2, pp. 49–57, 2004.
- [20] Y. Xiaoxiao, A. M. Khambadkone, and H. H. Wang, "Control of paralleled power converter modules to facilitate the efficient operation of microgrid," *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International*, pp. 2970–2975, 2010.
- [21] L. Yunwei, D. M. Vilathgamuwa, and L. Poh Chiang, "Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system," *Power Electronics, IEEE Transactions*, vol. 19, pp. 1195–1204, 2004.
- [22] T. L. Vandoorn, B. Renders, B. Degroote, Land Meersman, and L. Vandeveldel, "Power balancing in islanded microgrids by using a dc-bus voltage reference," *Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium*, pp. 884–889, 2010.
- [23] T. L. Vandoorn, B. Renders, B. Meersman, L. Degroote, and L. Vandeveldel, "Reactive power sharing in an islanded microgrid," *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, pp. 1–6, 2010.
- [24] A. S. Dobakhshari, S. Azizi, and A. M. Ranjbar, "Control of microgrids: Aspects and prospects," *Networking, Sensing and Control (ICNSC), 2011 IEEE International Conference*, pp. 38–43, 2011.
- [25] H. Zhen and Y.-L. Shi, "An improved droop algorithm strategy for inverters in microgrids," *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2011 International Conference*, pp. 3820–3823, 2011.
- [26] W. Colmenares. (Control optimo. El regulador linear cuadrático - LQR). [Online]. Available: http://www.ps.usb.ve/Control/PS2316_0106/problemaario/ejercicio6.pdf
- [27] A. G. Madureira and J. A. Pecos Lopes, "Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, pp. 439–454, 2009.