

Operación de una Microrred de CA como Prototipo de Laboratorio con Fines de Investigación

J. González-Rivera * V. Cárdenas *
Fernando I. Quiroz-Vázquez * Homero Miranda-Vidales *
D.S. Martínez-Padron * Fortino Mendoza-Mondragón **

* Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de San Luis Potosí,
San Luis Potosí, S.L.P. Av. Manuel Nava 8, 78290 (e-mail:
glzrivera04@gmail.com, vcardena@uaslp.mx, fernando.iqv@gmail.com,
hmirandav@uaslp.mx, daniel.stingmtz@gmail.com).

** Departamento de R+D+i, LiCORE AC, Querétaro, QRO, 76063,
México (e-mail: f.mendoza@licore.org).

Resumen: La evolución de las redes eléctricas convencionales y la creciente utilización de fuentes de generación de energía renovable, han impulsado el desarrollo de nuevos esquemas de generación y distribución de la energía eléctrica, para tratar de cubrir nuevas necesidades que demanda el alto consumo energético del sector industrial y doméstico. Este trabajo de investigación aborda el problema desde el punto de vista de del control de los convertidores de electrónica de potencia, mostrando algunos retos operativos que conlleva la operación de una microrred de corriente alterna, como son la sincronización, interconexión con la red eléctrica principal y el control coordinado de múltiples convertidores, así como también la integración de fuentes alternas de energía y un sistema de almacenamiento, que permite operar la microrred de forma interconectada o aislada del sistema eléctrico de potencia. Para garantizar el funcionamiento de la microrred, y permitir un flujo de potencia bidireccional en la misma se proponen dos controles, uno de ellos para la regulación de la tensión del enlace de corriente directa y corrección de factor de potencia, y el otro para generar el bus interno de la microrred, el cual debe ser robusto ante variaciones de carga y generación proveniente de un sistema fotovoltaico.

Palabras clave: Sistemas de Electrónica de Potencia, Microrred, Generación Distribuida.

1. INTRODUCCIÓN

Históricamente el concepto de microrred eléctrica (MR) se encuentra inmerso en la civilización desde la década de 1880, cuando la compañía *Edison Electric Light Company* construyó la primera central eléctrica del mundo, alimentada por generadores eléctricos de corriente directa (CD) [Parhizi et al. (2015)]. Esta fue la primera de 50 microrredes instaladas durante un período de cuatro años, las cuales no eran operadas ni controladas a través de un sistema central, y trabajaban fundamentalmente de manera aislada. Sin embargo, la necesidad de abastecer la demanda eléctrica a gran escala sin comprometer la estabilidad del sistema eléctrico de potencia (SEP), obligó a modificar el esquema de generación y distribución hasta llevarlo al punto como se conoce hoy en día, constituido por grandes centrales generadoras que generalmente se encuentran alejadas de los centros de consumo.

No obstante, en los últimos años con la necesidad de reducir el impacto ambiental producido por el alto consumo energético, así como también con el desarrollo tecnológico de dispositivos de estado sólido, se aprovechan fuentes de energía renovables distribuidas [SENER (2017)] basadas en sistemas fotovoltaicos y eólicos. El aumento en la capacidad de almacenamiento en pequeña escala y la posibilidad de comunicar sistemas de generación o cargas con la red eléctrica por medio de convertidores de electrónica de potencia (CEP), impulsa una transformación de la red eléctrica, integrándose como un elemento operativo para el desarrollo y concepto de red inteligente [Driesen and Katiraei (2008)].

Los sistemas de generación distribuida (GD) representan un paso intermedio y complementario entre los SEP convencionales y las redes eléctricas inteligentes. En los SEP convencionales, es necesario transmitir grandes cantidades de energía a grandes distancias, lo que implica que a pesar de tener una infraestructura adecuada, existan pérdidas considerables en la etapa de transmisión. En los

* Este trabajo fue desarrollado en el marco del proyecto Premio PRODETES, UASLP-AG-271/18, UASLP y LiCORE.

sistemas GD es posible acortar las distancias entre las unidades de generación y los centros de consumo, de aquí que ha crecido el interés por el estudio de los beneficios e inconvenientes de la GD, en esquemas MR de diferentes niveles de potencia.

Tomando en cuenta lo anterior, resulta indispensable la construcción de una plataforma experimental abierta que permita la manipulación total de los CEP que conforman una MR. De ahí que en este trabajo se plantea el desarrollo de un prototipo de laboratorio para la investigación de CEP, su gestión de energía y control en una MR. Este artículo está organizado como sigue: en la Sección 2 se presenta una breve descripción del sistema que se utilizará, en la sección 3 se presenta el sistema de control empleado en los CEP, en la sección 4 se muestran los resultados de simulación en tiempo real y fuera de línea (PSIM), en la sección 5 se muestra la plataforma experimental y resultados previos en lazo abierto y finalmente, en la sección 6 se presentan las conclusiones de la investigación.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En la Fig. 1 se puede observar el esquema considerado, donde se identifica un interruptor estático de transferencia, el cual se encarga de interconectar la MR configurada en un esquema radial con la red eléctrica en un nodo denominado punto de conexión común (PCC); éste debe permitir a la MR una transición suave y controlada entre los dos modos de operación [Katiraei et al. (2008)]:

- (1) Operación interconectada a la red eléctrica.
- (2) Operación aislada.

Se observa un convertidor *Back to Back* (BTB) de tres puertos, conformado por dos convertidores (1a y 1b), el cual se encarga de gestionar el flujo de potencia que existe entre la MR y el SEP. Cabe destacar que el tercer puerto del convertidor (enlace en CD) cuenta con un sistema de almacenamiento de energía, el cual resulta indispensable para la operación de la MR en modo isla.

En el bus común de CA se pueden observar las cargas locales de la MR conectadas en paralelo con un convertidor PV (Convertidor 2), el cual se encarga de abastecerlas si se cuenta con el recurso energético necesario; se pueden incluir más unidades fotovoltaicas.

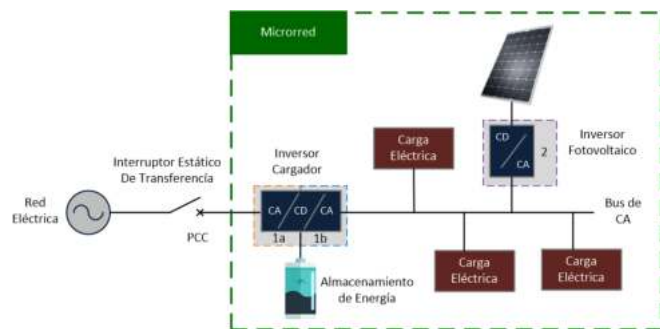


Fig. 1. Esquema propuesto: Microrred aislada.

2.1 Clasificación de los Convertidores

Los CEP se pueden clasificar en 3 categorías [Rocabert et al. (2012)]:

- (1) Convertidor Formador (*Grid-Forming*). Representados por una fuente de tensión de CA, con una impedancia de salida baja, se encarga de establecer condiciones de amplitud y frecuencia del bus de CA de la MR.
- (2) Convertidor Alimentador (*Grid-Feeding*). Su función principal es entregar potencia a una red energizada (es decir, no puede operar en modo isla por sí mismo). Se pueden representar como una fuente de corriente ideal conectada a la red en paralelo con alta impedancia.
- (3) Convertidor de Soporte (*Grid-Supporting*). Estos convertidores regulan su corriente o voltaje de salida para mantener el valor de la frecuencia de la red y la amplitud del voltaje cerca de los valores nominales; el convertidor de soporte es el que tiene mayor grado de complejidad y puede ser representado de dos formas:
 - (a) Convertidor de soporte como fuente controlada de tensión.
 - (b) Convertidor de soporte como fuente controlada de corriente.

En el esquema propuesto de MR (como se muestra en la Fig. 1) los convertidores 1a y 1b en configuración BTB, realizarían la tarea de convertidor formador, mientras que el convertidor 2 sería el encargado de realizar la función de convertidor alimentador. Para este trabajo de investigación no se desea integrar un convertidor de soporte en esta fase de desarrollo de la MR experimental.

2.2 Dimensionamiento del sistema

En la Tabla 1 se muestra una comparativa de las características de los convertidores que conforman la MR. Cabe destacar que el diseño de los elementos de enlace (filtros de potencia) de los convertidores está apegado a los estándares [IEEE.1547 (2018); IEEE.2030.7 (2018)] a una potencia nominal de 1 [kW].

Tabla 1. Características de los convertidores

| Característica | Convertidor 1a | Convertidor 1b | Convertidor 2 |
|---------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------|
| Topología | Back to Back | | Puente completo |
| Tensión en CD | 250 [V] | | 250 [V] |
| Tensión en CA | 127 [Vrms] | | 127 [Vrms] |
| Frecuencia | 60 [Hz] | | 60 [Hz] |
| F. de conmutación | 12.5 [kHz] | | 12.5 [kHz] |
| Potencia | 1000 [W] | | 500 [W] |
| Función | Formador | | Alimentador |
| Flujo de potencia | Bidireccional | | Unidireccional |
| Filtro de enlace | L_1 | $L_2 C_f$ | L_3 |
| Valor del filtro | 8 [mH] | 3.64 [mH], 6.977 [μ F] | 14 [mH] |
| Distorsión armónica | $THD_I=0.493\%$ | $THD_V=1.061\%$ | $THD_I=0.457\%$ |

La frecuencia de corte del filtro de segundo orden fue seleccionada con una década de separación de la frecuencia fundamental por arriba y una década por debajo de la frecuencia de conmutación, es decir:

$$600 \text{ Hz} < f_{CLC} < 1250 \text{ Hz}$$

2.3 Modelado de los Convertidores

En la Fig. 2 se puede observar el circuito esquemático con la distribución de los convertidores que conforman la MR de CA planteada en este trabajo de investigación.

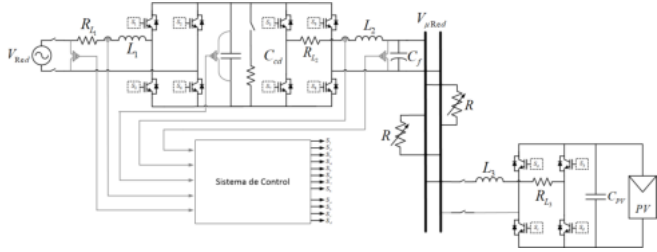


Fig. 2. Circuito esquemático de la MR.

En (1) se muestran las ecuaciones que representan el modelo promedio del convertidor *BTB* sin tomar en cuenta el sistema de almacenamiento de energía, y en (2) el modelo promedio equivalente al convertidor fotovoltaico.

$$\left. \begin{aligned} L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} &= V_{Red} - R_{L_1} i_{L_1} - u_1 V_{cd} \\ L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} &= V_{\mu Red} - R_{L_2} i_{L_2} - u_2 V_{cd} \\ C_{cd} \frac{dV_{cd}}{dt} &= u_1 i_{L_1} + u_2 i_{L_2} \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\left. \begin{aligned} L_1 \frac{di_{L_1}}{dt} &= V_{Red} - R_{L_1} i_{L_1} - u_1 V_{cd} \\ L_2 \frac{di_{L_2}}{dt} &= V_{\mu Red} - R_{L_2} i_{L_2} - u_2 V_{cd} \\ C_{cd} \frac{dV_{cd}}{dt} &= u_1 i_{L_1} + u_2 i_{L_2} \end{aligned} \right\} (2)$$

El modelo anterior es un modelo simple que refleja la dinámica de los convertidores adecuadamente; no obstante, resulta complicado obtener un error en estado estable nulo con control clásico de seguimiento de referencias variantes en el tiempo. Por lo anterior resulta conveniente modelar el sistema en el marco de referencia *dq*, convirtiendo las variables de estado en términos constantes (valor pico) y a su vez el problema de seguimiento en uno de regulación [Gonzalez et al. (2004)].

La transformación *dq* basada en la transformada de Park monofásica y su inversa están dadas por:

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & -\cos(\theta) \\ \cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} \quad (4)$$

donde β es una señal ortogonal de α y θ es el ángulo que arroja el lazo de seguimiento de fase (PLL) del SEP.

Por lo tanto el modelo completo del sistema en el marco de referencia *dq* está dado por las expresiones (5) y (6).

$$\left. \begin{aligned} L_1 \frac{di_{L_1}^d}{dt} &= V_{Red}^d - R_{L_1} i_{L_1}^d - u_1^d V_{cd} + \omega L_1 i_{L_1}^q \\ L_1 \frac{di_{L_1}^q}{dt} &= V_{Red}^q - R_{L_1} i_{L_1}^q - u_1^q V_{cd} - \omega L_1 i_{L_1}^d \\ L_2 \frac{di_{L_2}^d}{dt} &= V_{\mu Red}^d - R_{L_2} i_{L_2}^d - u_2^d V_{cd} + \omega L_2 i_{L_2}^q \\ L_2 \frac{di_{L_2}^q}{dt} &= V_{\mu Red}^q - R_{L_2} i_{L_2}^q - u_2^q V_{cd} - \omega L_2 i_{L_2}^d \\ C_{cd} \frac{dV_{cd}}{dt} &= \frac{1}{2} [u_1^d i_{L_1}^d + u_1^q i_{L_1}^q + u_2^d i_{L_2}^d + u_2^q i_{L_2}^q] \end{aligned} \right\} (5)$$

$$\left. \begin{aligned} L_3 \frac{di_{L_3}^d}{dt} &= u_3^d V_{C_{PV}} + R_{L_3} i_{L_3}^d - V_{\mu Red}^d - \omega L_3 i_{L_3}^q \\ L_3 \frac{di_{L_3}^q}{dt} &= u_3^q V_{C_{PV}} + R_{L_3} i_{L_3}^q - V_{\mu Red}^q + \omega L_3 i_{L_3}^d \\ C_{PV} \frac{dV_{C_{PV}}}{dt} &= \frac{1}{2} [u_3^d i_{L_3}^d + u_3^q i_{L_3}^q] - i_{PV} \end{aligned} \right\} (6)$$

3. SISTEMA DE CONTROL

Para una correcta operación de la MR se necesita un sistema de control que permita gestionar de una manera segura y eficiente el flujo de potencia que existe entre el SEP y la MR [Guerrero et al. (2011); Guan et al. (2017)]. Por lo que es importante centrar esfuerzos en el convertidor *BTB* de enlace, ya que éste es el encargado de generar el bus común de CA, así como también de mantener regulado el bus de CD garantizando la bidireccionalidad del flujo de potencia. En esta sección se mostrarán dos estrategias de control para cada una de las etapas del convertidor de enlace con el SEP y formador de Red. Ambas estrategias se desarrollan en el marco de referencia *dq*.

3.1 Objetivos de Control

Es indispensable seleccionar los objetivos de control de cada una de las etapas que conforman el convertidor BTB (Convertidor 1a y 1b) ya que cada una de estas debe de realizar un par de tareas en específico [Alfergani et al. (2018)].

| | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| Convertidor 1a: | Convertidor 1b: |
| • Regulación de V_{CD} | • Formación de V_{CA} |
| • Potencia Reactiva $\rightarrow 0$ | • Regulación de frecuencia |

Por otro lado el objetivo de control del convertidor 2, es inyectar potencia activa, si y solo si se cuenta con el recurso energético a disposición.

3.2 Esquemas de control del convertidor formador

El esquema de control planteado para la primera mitad del convertidor CA/CD/CA consiste en un control por linealización entrada-salida [Hernández (2015)] con un lazo interno (corriente) y otro externo (tensión). Esta técnica permite obtener un modelo linealizado equivalente

al sistema lineal mediante variables auxiliares de control "v_{1,2}", permitiendo aplicar técnicas de control clásico para llevar al sistema el punto de operación deseado. En la Fig. 3 se muestra el esquema de control propuesto.

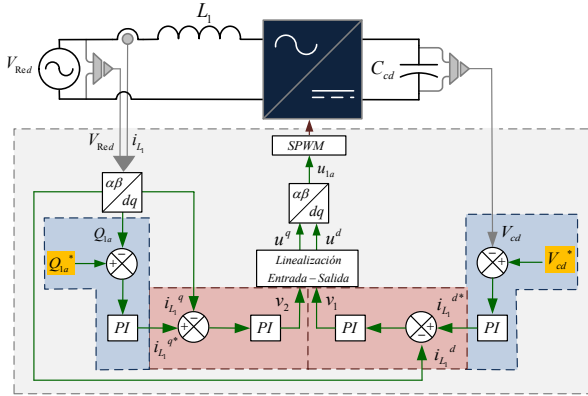


Fig. 3. Esquema propuesto: Regulación de V_{cd} y Q .

La ley de control por linealización entrada-salida está dada por:

$$\left. \begin{aligned} u^d &= \frac{L_1}{V_{cd}} \left[\omega i_{L_1}^q - \frac{R_{L_1}}{L_1} i_{L_1}^d + \frac{V_{Red}^d}{L} - v_1 \right] \\ u^q &= \frac{L_1}{V_{cd}} \left[-\omega i_{L_1}^d - \frac{R_{L_1}}{L_1} i_{L_1}^q - v_2 \right] \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Esta ley de control es válida para toda condición $V_{cd} \neq 0$.

El segundo esquema de control, Fig. 4 corresponde a la segunda parte del convertidor *BTB*, cuyo objetivo es formar el bus común de CA de la MR; está conformado por dos controles en cascada como en el esquema anterior; sin embargo, ahora las variables de referencia son la tensión v^* y la frecuencia de la red ω^* .

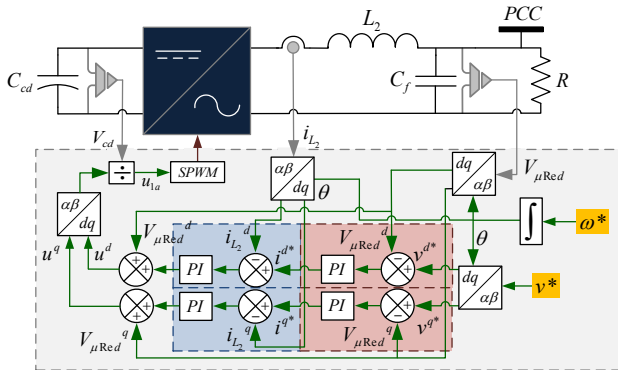


Fig. 4. Esquema propuesto: Regulación de $V_{\mu Red}$ y F .

El lazo interno de corriente se encarga de controlar la corriente que fluye por el inductor L_2 para mantener

cargado el condensador C_f cerca del valor de tensión de referencia.

4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Para validar el diseño de los filtros de enlace y su operación en conjunto con el sistema de control, es decir, que se encuentran desacopladas las frecuencias de los lazos de control entre ellas además de con la misma frecuencia de corte del filtro de segundo orden, se presentan algunas simulaciones con los parámetros de la Tabla 1.

4.1 Resultados de simulación en PSIM

En esta simulación se evalúan las respuestas de regulación de potencia reactiva y de las tensiones V_{CD} y $V_{\mu Red}$ ante cambios drásticos de potencia activa que demandan las cargas locales de la MR (consumo y generación), cuyo perfil se puede observar en la Fig. 5(a). Donde se aprecia que inicialmente las cargas demandan la potencia nominal, y en $t = 0.1$ s se libera el 50 % de la carga; finalmente en $t = 0.2$ s se desconectan completamente las cargas locales y de forma inmediata el convertidor alimenta una potencia de 500 [W].

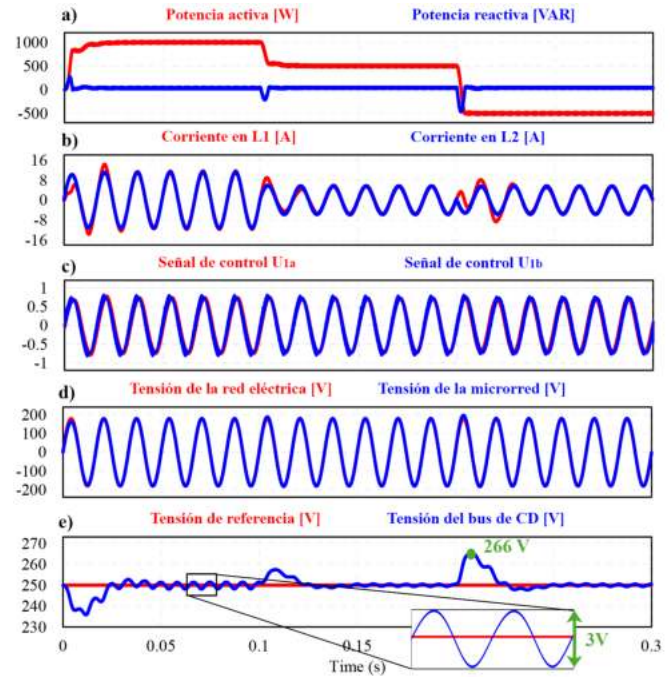


Fig. 5. Resultados de simulación: PSIM.

El sentido de las corrientes de los inductores se invierte en 0.2 s debido a la inversión del flujo de potencia; también se destaca que las señales de control no se saturan en ningún momento y la tensión de la MR no se perturba considerablemente. Por último la tensión en el enlace de CD presenta un rizo menor al 2% en el caso nominal y una sobretensión de 16V para el caso más crítico de la simulación.

4.2 Resultados de simulación en tiempo real

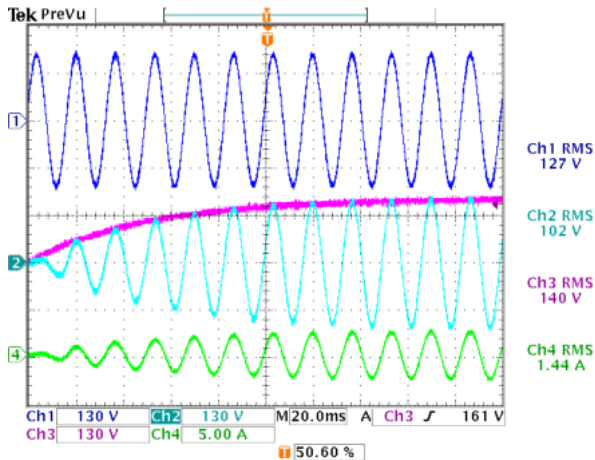


Fig. 6. Simulación en tiempo real: Arranque suave.

- Ch1: V_{Red} - Tensión de la red eléctrica.
- Ch2: $V_{\mu Red}$ - Tensión de la MR.
- Ch3: v^{d*} - Tensión de referencia.
- Ch4: i_{L_2} - Corriente en el inductor L_2 .

Utilizando la plataforma de simulación en tiempo real de *Typhoon HIL 402*, se corroboró el funcionamiento de los controladores ante cambios de carga y generación, el protocolo de arranque del sistema (precarga del bus de CD, interconexión y arranque suave del bus de CA) y por último se evaluó la operación aislada de la MR, ante una eventual desconexión de la red eléctrica.

En la Fig. 6 se puede observar la energización del convertidor formador una vez que ya se encuentra regulado el bus de CD. Y en la Fig. 7 el transitorio cuando la MR comienza a operar de forma aislada.

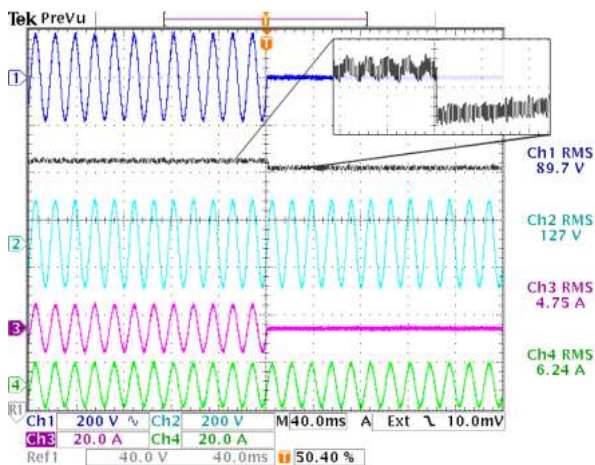


Fig. 7. Simulación en tiempo real: Operación Aislada

- Ch1: V_{Red} - Tensión de la red eléctrica.
- Ref1: V_{CD} - Tensión del enlace en CD.
- Ch2: $V_{\mu Red}$ - Voltaje de la MR.
- Ch3: i_{L_1} - Corriente en el inductor L_1 .
- Ch4: i_{L_2} - Corriente en el inductor L_2 .

5. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para validar y evaluar experimentalmente este trabajo de investigación, se realizaron pruebas en lazo abierto, en donde se interconectan el convertidor 1b para formar el bus de CA, y el convertidor conectado a este, los cuales abastecen una carga que demanda 1 [kW] de potencia.

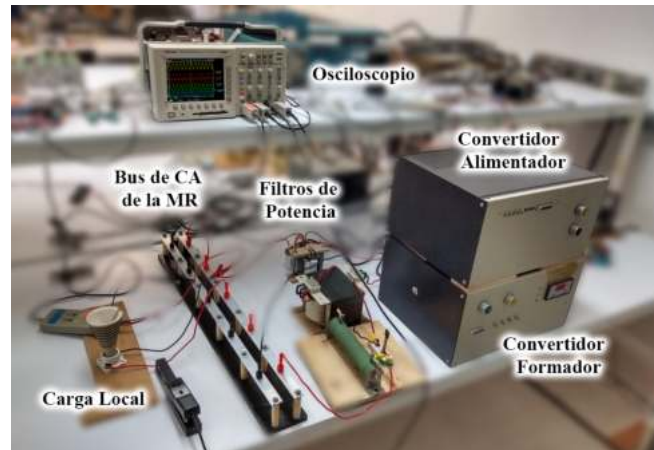


Fig. 8. Plataforma Experimental.

En la Fig. 8 se muestra la plataforma experimental con la que se trabaja en este tema de investigación, la cual se encuentra configurada como se puede observar en el circuito esquemático de la Fig. 9.

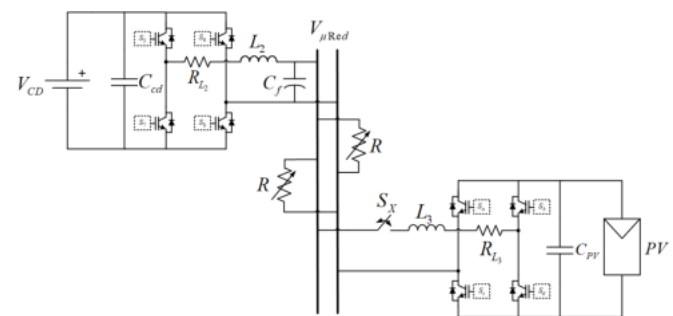


Fig. 9. Circuito esquemático: Inversores en paralelo.

En primera mitad de la Fig. 11 se puede observar al convertidor alimentador abasteciendo por sí sólo una carga local de 16Ω , una vez garantizada la sincronía de ambos convertidores se interconecta el convertidor alimentador, para que apoye en el abastecimiento de la carga.

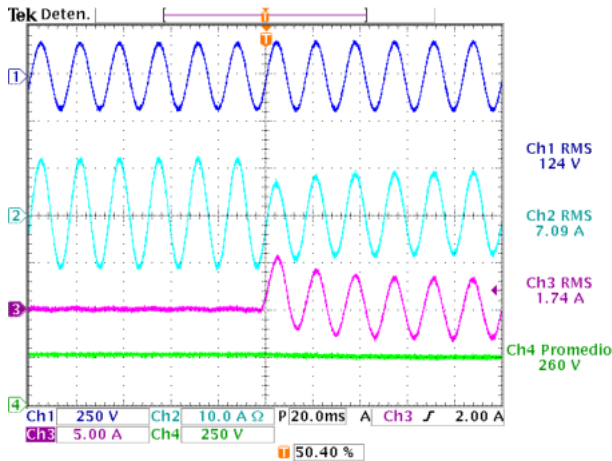


Fig. 10. Operación del convertidor alimentador y formador.

- Ch1: V_{Red} - Tensión de la red eléctrica.
- Ch2: i_{L_1} - Corriente en el inductor L_1 .
- Ch3: i_{L_2} - Corriente en el inductor L_2 .
- Ch4: V_{CD} - Tensión del bus de CD.

En la Fig. 12, se pueden apreciar la misma prueba al alcanzar el estado estable, donde el convertidor formador aporta aproximadamente un 70% de la corriente total que demanda la carga y el alimentador aporta el resto.

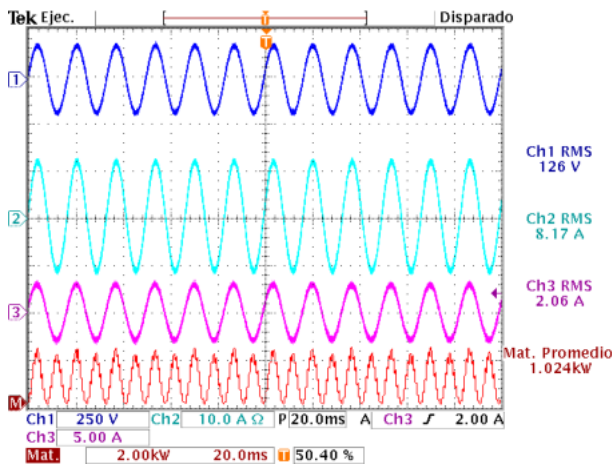


Fig. 11. Resultados experimentales: Estado estable

- Ch1: V_{uRed} - Tensión de la MR.
- Ch2: i_R - Corriente en la carga.
- Ch3: i_{L_2} - Corriente en el inductor L_2 .
- Mat.: Potencia que demanda la carga.

6. CONCLUSIÓN

Es de vital importancia aprovechar los grados de libertad que brindan los convertidores de electrónica de potencia, para cumplir los objetivos de control necesarios para garantizar la operación de la MR. Así como también dimensionar correctamente el convertidor y los elementos de enlace que interconectan cada una de las partes

que conforman la MR. En este documento se presentó una configuración de MR, la cual permite garantizar con ayuda de control de convertidores de electrónica de potencia, una alternativa para asegurar una correcta gestión de potencia entre una MR y el SEP, garantizando el abastecimiento de cargas locales y el aprovechamiento de generación de un sistema fotovoltaico. Cabe destacar que el sistema puede ser escalado a una mayor potencia y por ahora no existe una capa superior de control para gestión de energía eléctrica.

REFERENCIAS

- Alfergani, A., Alfaitori, K.A., Khalil, A., and Buaossa, N. (2018). Control strategies in ac microgrid: A brief review. In *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 1–6.
- Driesen, J. and Katiraei, F. (2008). Design for distributed energy resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3), 30–40.
- Gonzalez, M., Cardenas, V., and Pazos, F. (2004). Dq transformation development for single-phase systems to compensate harmonic distortion and reactive power. In *9th IEEE International Power Electronics Congress, 2004. CIEP 2004*.
- Guan, Y., Guerrero, J.M., Savaghebi, M., Vasquez, J.C., and Feng, W. (2017). A novel harmonic current sharing control strategy for parallel-connected inverters. In *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 1602–1607.
- Guerrero, J.M., Vasquez, J.C., Matas, J., de Vicuna, L.G., and Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop controlled ac and dc microgrids a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 158–172.
- Hernández, M.A. (2015). Análisis y desarrollo de un convertidor ca/cd/ca de tres puertos para el control del flujo de potencia, Tesis de maestría.
- IEEE.1547 (2018). IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1–138.
- IEEE.2030.7 (2018). IEEE standard for the specification of microgrid controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, 1–43.
- Katiraei, F., Irvani, R., Hatziargyriou, N., and Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3), 54–65.
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., and Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3, 890–925.
- Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., and Rodríguez, P. (2012). Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11), 4734–4749.
- SENER (2017). Prospectiva de energías renovables. www.gob.mx.