

Gestión de los convertidores de potencia conectados al bus DC de una microrred híbrida de generación distribuida

R. Salas⁽¹⁾, G. Garcerá⁽²⁾, E. Figueres⁽³⁾, S. Marzal⁽⁴⁾

(1) roberts@ula.ve, Departamento de Electrónica y Comunicaciones, Universidad de Los Andes, Mérida, Venezuela.

(2)ggarcera@eln.upv.es, (3)efiguere@eln.upv.es, (4)silmarro@alumni.upv.es. Grupo de Sistemas Electrónicos Industriales del Departamento de Ingeniería Electrónica, Universitat Politècnica de Valencia, Valencia, España

Resumen—Este trabajo presenta una descripción general del control para la gestión eficiente de la potencia de los convertidores que conforman una microrred híbrida de generación distribuida, consistente en un bus DC, un bus AC y un interruptor estático de conexión del bus AC con la red pública de distribución. El enlace entre los buses se realiza mediante un convertidor de interconexión con flujo de potencia bidireccional. La coordinación de los diferentes subsistemas de potencia es realizada por un Procesador de Central de la Microrred que se encarga de: 1) la gestión eficiente de las cargas mediante la conexión, desconexión y reparto de carga entre los generadores distribuidos que operan en la microrred, incluyendo los que son capaces de almacenar energía; 2) la generación de consignas para el sistema de respaldo de energía (baterías) y para los generadores distribuidos fotovoltaicos que operan en la microrred; 3) sincronización con la red de distribución y control de tensión en los buses DC y AC. La propuesta es validada mediante resultados de simulación.

Palabras clave— control de convertidores electrónicos de potencia, gestión de potencia, Microrred híbrida.

I. INTRODUCCIÓN

Una microrred de generación distribuida es un sistema capaz de gestionar y suministrar energía eléctrica a baja escala con respecto a la red de potencia principal [1]. La mayoría de las microrredes eléctricas poseen la capacidad necesaria para operar como un único sistema de alimentación, con la flexibilidad de abastecer de forma fiable y segura ciertos niveles de carga [2]. Conceptualmente, una microrred podría trabajar de forma aislada y en conexión a red. Esta última característica es la principal ventaja de estos sistemas, ya que permiten conectar a la red eléctrica principal sistemas de generación distribuidos (DG) de baja tensión y gestión automática que admitan utilizar las energías renovables en diferentes puntos de la red, inyectando energía en caso necesario [3]. Existen tres topologías básicas de microrredes, y se pueden clasificar según el tipo de corriente que maneje el bus de conexión principal: microrredes de DC, AC e híbridas. La Fig. 1 muestra una microrred híbrida basada en un bus AC y un bus DC. La microrred de DC [4], es una topología en la que el bus de potencia es de corriente continua y se conecta al punto de conexión común (PCC) de la red AC mediante un inversor de interconexión (*Interlinking Converter*). Se clasifican según el valor de tensión de continua que manejan en el

bus y de la forma en que se distribuyen las cargas. Estas microrredes pueden estar conformadas por generadores Eólicos (*Wind generator WG*), generadores Fotovoltaicos (*Photovoltaic systems, PV*)[5][6], súper condensadores y sistemas de almacenamiento de energía (*Energy Storage Systems, ESS*)[7], así como también por cargas del tipo DC[8].

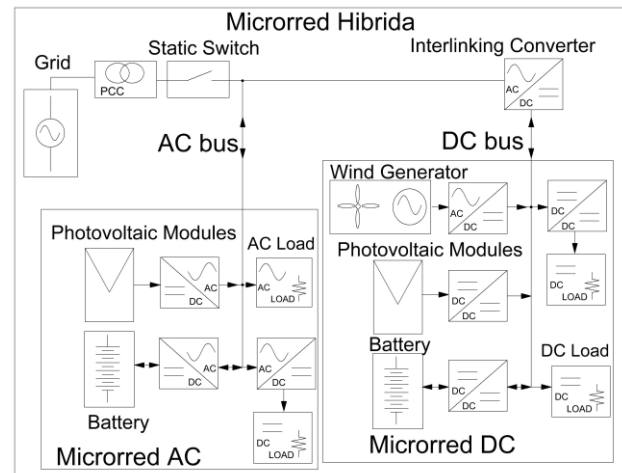


Fig. 1. Microrred Híbrida

Una microrred de AC es una topología en la cual el bus de potencia es de corriente alterna y se puede conectar directamente al PCC de la red eléctrica e intercambiar energía con ésta [9]. Una microrred AC puede contener WG [10], PV, ESS y diferentes tipos de cargas [11]. Sin embargo, existe una topología más compleja que permite la coexistencia de ambas microrredes de AC y DC, son llamadas microrredes híbridas [12]-[15], razón por la cual este tipo de microrredes son en la actualidad de gran interés y son consideradas como sistemas de distribución y transmisión importante en el futuro [16]. Las principales ventajas de las microrredes híbridas son: a) manejo de varios tipos de buses, que permiten la fácil adaptación y conexión de los diferentes tipos de generación distribuida y ESS; b) alta capacidad de integración de diferentes tipos de cargas y sistemas de potencia. Sin embargo, tienen un aspecto crítico importante en el funcionamiento y complejidad de su control, debido a la difícil gestión, comunicación, reparto y manejo de potencia entre los dispositivos que conforman la microrred, donde la fiabilidad y estabilidad de la tensión en los buses se pueden ver comprometidos [17][18]. El sistema de

potencia propuesto en este trabajo es una microrred híbrida con un único bus de continua y un único bus de alterna conectado a la red eléctrica mediante un interruptor estático. El enlace entre los buses DC y AC se realiza mediante un convertidor de interconexión [19]. Este estudio se centra en la implementación de un procesador central de la microrred (PCMred) para la gestión eficiente de los convertidores de potencia conectados al bus DC. En el apartado II se presenta la microrred y una descripción general del diseño de los convertidores de potencia involucrados. En el apartado III y IV se describen los conceptos básicos utilizados en los algoritmos de gestión y las funcionalidades que permiten el reparto adecuado de potencia entre los DG. Debido a la complejidad del control en el reparto de potencia en las microrredes híbridas [17][18], la principal contribución del estudio es el diseño de la estructura de decisión y aplicación de parámetros realizada mediante un algoritmo simplificado, que ejecuta lazos de comparación de las variables presentes en la microrred, estableciendo un orden jerárquico y prioritario de las consignas enviadas a los DG, para aplicación de funciones especiales que manejan la microrred. Finalmente en los apartados V y IV, se muestran los resultados de simulación obtenidos para validar el sistema y las conclusiones.

II. MICRORRED HÍBRIDA IMPLEMENTADA

A. Sistema propuesto

En la Fig. 2, se muestra el sistema propuesto, conformado por un PCMred que posee un sistema de comunicaciones encargado de gestionar la energía en la microrred híbrida, ajustando sus funcionalidades internas en función de los posibles escenarios en el cual se encuentre. Las comunicaciones permiten facilitar la gestión, el control y el reparto de carga entre las unidades de generación, intercambiando información entre los diferentes dispositivos de la microrred. La microrred Híbrida estudiada, consta los siguientes convertidores:

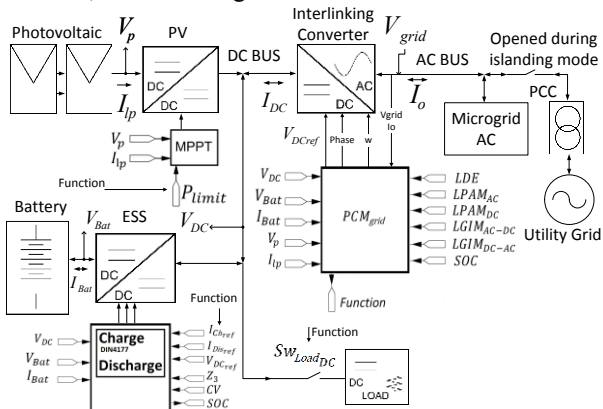


Fig. 2. Microrred Híbrida Implementada, que incluye un PCMred.

1. Inversor de Interconexión

El inversor de interconexión (*interlinking converter*) consiste en un inversor monofásico de 10kW sincronizado con la tensión del bus AC de la microrred mediante un PLL [20][21]. El control del inversor consiste básicamente

en inyectar o extraer corriente I_o del bus AC, controlando simultáneamente la tensión en el bus DC mediante la consigna enviada por el PCMred.

2. Sistema Fotovoltaico (PV)

Como interface entre el generador fotovoltaico y el bus DC de la microrred se usa un convertidor DC/DC Boost de 5kW. Esta topología y sus variantes permiten un buen aprovechamiento de la energía producida por los paneles PV en la mayoría de condiciones, siendo una de las más utilizadas [24]. El método de seguimiento del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking MPPT*) utilizado es el de Conductancia Incremental [25]. Existen otras técnicas de MPPT conocidas [26][27], como Perturbar y Observar (P&O), *fuzzy logic* y Redes Neuronales [28].

3. Sistema de almacenamiento de energía (ESS)

El ESS utilizado es de 3kW y está basado en un convertidor DC/DC en semipunto [29][30]. Se usan baterías abiertas de bajo mantenimiento del tipo OPzS de tecnología convencional plomo-ácido [31], modelo 12V20PzS100 [32] de 100Ah, en configuración de 18 baterías en serie, con una tensión nominal de 216V y una corriente de pico máxima de 18 A. Los lazos de control del cargador de baterías se han diseñado para seguir el procedimiento de carga según la norma DIN41773 (Curva IU) [33]. El control del ESS comunica al PCMred el estado de carga de las baterías o SOC por sus siglas en Inglés (*state of charge*) [34]. El cálculo del SOC se realiza mediante la ecuación (1), donde C_T es la capacidad total del banco de baterías y $C_{dis(ch)}$ es la capacidad de carga y descarga utilizada en Ah, n es el rendimiento de la capacidad de carga y descarga.

$$SOC(t) = SOC(0) + n * \int_0^t \frac{i(\tau)}{C_T} d\tau \quad (1)$$

$$n = \frac{C_{dis(ch)}}{C_T}$$

B. Funcionamiento general del control de la Microrred Híbrida Implementada

El control general de la microrred híbrida es realizado por el PCMred. Éste gestiona la conexión y desconexión de las cargas según convenga a la estabilidad y fiabilidad del sistema, permitiendo establecer funciones de prioridad de las cargas conectadas al bus DC. El ESS es bidireccional y si el PCMred así lo requiere el ESS puede inyectar energía al bus DC, sin comprometer la vida útil de las baterías. En el caso estudiado en este trabajo, se trabaja con conexión a la red AC principal, por lo que el inversor de interconexión controla bajo las órdenes del PCMred la tensión del bus DC. Si el PCMred lo permite, las cargas en el bus DC siempre podrán ser alimentadas aunque no haya potencia suficiente en los paneles, ni en las baterías al menos hasta los 10kW de potencia nominal. El PCMred tiene control de la cantidad de potencia generada por el PV, ya que accede directamente al control del MPPT del DC/DC para ajustar la potencia PV generada según las necesidades de las cargas y la disponibilidad de potencia en los paneles PV. El PCMred

se encarga de la estabilidad de los buses DC y AC, y de la sincronización del sistema, garantizando unos niveles de tensión adecuados y una THDi dentro los rangos establecidos por la norma IEEE1547 [35].

III. CONCEPTOS DE GESTIÓN DE LA MICRORRED HÍBRIDA

Se presentan una serie de parámetros del PCMred que definen su funcionalidad y las consignas de control enviadas a los convertidores de potencia involucrados.

A. Medida de Potencia Generada de la Microrred (MPGM)

Depende de forma independiente de la cantidad de potencia eléctrica generada en el bus DC ($MPGM_{DC}$).

B. Límite de Potencia Absorbida de la Microrred (LPAM)

Es el valor máximo de potencia que consume la carga en el bus DC ($LPAM_{DC}$) o en el bus AC ($LPAM_{AC}$). Este límite se define para que la potencia generada por la microrred híbrida no sobrepase la potencia necesaria de consumo de las cargas.

C. Potencia Disponible de Generación en la Microrred (PDGM)

Es la potencia eléctrica sobrante disponible en el bus DC ($PDGM_{DC}$) o AC ($PDGM_{AC}$), una vez que han sido alimentadas las propias cargas de los buses correspondientes.

D. Límite de Generación Inyectada a la Microrred (LGIM)

Es el límite máximo de potencia que se puede generar e inyectar al bus DC o AC. El valor máximo de potencia generada proveniente del bus DC que se puede inyectar al bus AC es $LGIM_{DC-AC}$. Asimismo, el valor máximo de potencia generada proveniente del bus AC que se puede inyectar al bus DC es $LGIM_{AC-DC}$.

E. Límite de despacho de energía (LDE)

Es una señal que indica al PCMred si existe o no límite de despacho de energía entre los buses, permitiendo al PCMred aplicar los algoritmos de control tomando en cuenta el LPAM y LGIM establecido por un nivel de control superior.

F. Interruptor de activación o desactivación de la carga de DC

Es la consigna enviada por el PCMred para la desconexión parcial de la carga del bus DC ($Sw_{carga_{DC}}$), ya que permite manejar la carga conectada en función de las estrategias de control y manejo eficiente de la energía

IV. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES IMPLEMENTADAS EN EL PCMRED

A continuación se presenta una descripción general de las funciones del PCMred y su interacción con los diferentes convertidores de potencia, ante los distintos escenarios de funcionamiento posibles.

A. Toma de decisiones del PCMred

En la Tabla I, se muestran los conceptos para la toma de decisiones respecto a la gestión de la potencia en la microrred híbrida. La toma de decisiones depende de: a) el SOC de las baterías; b) la disponibilidad de potencia en los buses (PDGM); c) la LDE y del estado del interruptor de la carga de DC (el estudio se realizó con una sola carga con interruptor de desconexión, pero se puede extrapolar para varias). Según el estado de los factores anteriores, el PCMred aplica una serie de funciones, desde la 1 hasta la 13. Las funciones 1 y 2 se aplican cuando no existe LDE ($LDE=0$). Las funciones 3 hasta la 9 se aplican cuando existe LDE ($LDE=1$) y el interruptor de la carga indica encendido ($Sw_{carga_{DC}} = on$). Este interruptor de carga puede ser apagado por la función 4, que activa el *flag* ($Sw_{carga_{DC}} = off$), tras cuya activación se aplican la función 10 hasta la función 13. El ESS podrá funcionar como suministro cuando el ESS se encuentra Cargado (C) ($SOC = SOC_{MAX}$). En caso contrario, cuando el ($SOC = SOC_{MIN}$), se supone el ESS Descargado (D).

TABLA I. ESTRUCTURA DE DECISIÓN DEL PCMRED

Funcionamiento del PCMred	Microrred DC			
Microrred AC está conectada a Red AC principal.	LGIM DC-AC	LPAM DC	PDGM DC	ESS
Función 1	LDE = 0, Sin límite de			
Función 2	LGIM AC-DC y LPAM AC			
Si LDE = 1 Existe LGIM AC-DC y LPAM AC				
Función 4: $Sw_{carga_{DC}} = on - off$ <i>Se aplican funciones de para carga desconectada y alerta de nueva conexión de la carga de DC</i>	SI	SI	NO	D
Funciones desde la 10 a la 13.				
Función 3	SI	SI	SI	D
Función 5				
Función 7				
Función 8	SI	SI	NO	C
Función 6	SI	SI	SI	C
Función 9				

B. Funciones del PCMred en la Microrred Híbrida para carga DC conectada.

Función 1: Alimentar cargas DC. Cargar ESS con una corriente C10 a partir del bus AC si es necesario. Ajustar la generación de los paneles PV en el MPPT. El inversor de interconexión extrae del bus AC toda la energía requerida por el bus DC.

Función 2: Alimentar las cargas de DC. Cargar baterías con el bus DC a C10, y la energía sobrante inyectarla a la red. Inversor de interconexión inyecta al bus AC toda la energía sobrante del bus DC.

Función 3: Alimentar las cargas de DC y cargar el ESS con el máximo posible de la generación en DC. Si es necesario limitar el MPPT hasta llegar al límite de inyección $LGIM_{DC-AC}$. Se envía consigna al MPPT para sacarlo de ese estado, y generar solo lo necesario. Inversor de interconexión extrae o inyecta del bus AC energía de forma limitada del bus DC.

Función 4: Desconectar cargas en DC. $Sw_{Carga_{DC}}$ pasa de *on* – *off*. Se aplican funciones para carga desconectada y alerta de nueva conexión. Cargar el ESS con la energía disponible después de desconectar cargas.

Función 5: Alimentar las cargas de DC. Cargar ESS con el máximo posible de la energía absorbida del bus AC y de la generación en DC. No limita el MPPT de los convertidores. Inversor de interconexión inyecta o extrae energía del bus AC.

Función 6: Alimentar las cargas de DC. Generar a MPPT y la energía sobrante inyectarla a la red. Inversor de interconexión extrae o inyecta al bus AC.

Función 7: Alimentar las cargas de DC. Cargar ESS con la energía sobrante de DC y absorbida de AC, hasta llegar al límite LGIM AC-DC. Cargar a capacidad reducida, ecuación (2). Inversor de interconexión extrae o inyecta del bus AC energía de forma limitada para cargar baterías del bus DC.

$$I_{ch_{ref}} = \frac{PDGM_{DC} + LGIM_{AC-DC}}{V_{DC}} \quad (2)$$

Función 8: Alimentar cargas de DC con el ESS, el ESS funciona como suministro de corriente controlada, ecuación (3). El inversor de interconexión solo controla el bus DC.

$$I_{Dis_{ref}} = \left| \frac{PDGM_{DC} + LGIM_{AC}}{V_{bat}} \right| \quad (3)$$

Función 9: Alimentar las cargas de DC. Limitar el MPPT hasta llegar al límite de inyección $LGIM_{DC-AC}$, se envía consigna al MPPT para sacarlo de ese estado, y generar solo lo necesario. Inversor de interconexión extrae o inyecta del bus AC energía de forma limitada

C. Funciones del PCMrred en la Microrred Híbrida para carga DC desconectada

Función 10: Conecta nuevamente las cargas de DC ($Sw_{Carga_{DC}}$) pasa de *off* – *on*, y confirma una nueva conexión cuando existan las condiciones necesarias. Inversor de interconexión extrae energía de forma limitada del bus AC.

Función 11: Cargar ESS con la energía sobrante de DC y absorbida de AC, ecuación (2). Se genera en el MPPT. Inversor de interconexión absorbe de forma limitada la energía del bus AC

Función 12: cargar ESS con una corriente C10. La energía sobrante al desconectar la carga inyectarla a la red. Inversor de interconexión inyecta de forma limitada la energía generada al bus AC.

Función 13: Inyectar a la red la energía sobrante al desconectar la carga. El inversor de interconexión inyecta de forma limitada la energía generada al bus AC.

V. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En la Fig. 2, se muestra el diagrama general y las

variables de la microrred híbrida, y en la Tabla II, los parámetros del sistema simulado en PSIM y una descripción de las señales de interés medidas. La siguiente simulación se centrará, en el caso particular de que el bus AC de la microrred esté conectado a la red de distribución y que dos generadores distribuidos estén conectados al bus DC (un PV y un ESS). Se simula un escalón de irradiación en el sistema fotovoltaico. Inicialmente la irradiación vale 300 W/m^2 . En $t=1 \text{ s}$, se produce un cambio a 850 W/m^2 . En $t=4 \text{ s}$, cambia a 400 W/m^2 y se mantiene hasta $t=25 \text{ s}$, cuando cambia a 950 W/m^2

TABLA II. PARÁMETROS DEL SISTEMA

Parámetros de los convertidores de potencia de la microrred híbrida. Tensión del bus DC: $V_{DC} = 420V$		
Convertidor de interconexión	PV	ESS
$P_{inv} = 10kW$	$P_{boost} = 5kW$	$P_{ESS} = 3kW$
$V_{grid_{rms}} = 230V$	$V_{nominal} = 296V$	$V_{Bat} = 216V$
$F_{sw} = 12.8kHz$	$F_{sw_{bat}} = 16kHz$	$F_{sw_{ESS}} = 16kHz$
$LGIM_{DC-AC} = 2kW$	$LPAM_{DC} = 4kW$	$LGIM_{AC-DC} = 1kW$
Descripción de las señales medidas		
Señal	Descripción	
I_{bat}	Corriente de salida de las baterías	
I_{lp}	Corriente de salida de los paneles	
I_{rdc}	Corriente que circula por la carga DC	
I_o	Corriente inyectada o extraída del bus AC	
SOC	Estado de carga de las batería	
$MPGM_{DC}$	Potencia extraída de los paneles PV	
$Prdc$	Potencia consumida en la carga	
P_o	Potencia de salida del bus AC	
V_{DC}	Tensión del bus DC	

A. Resultados de simulación: el ESS se simula inicialmente descargado.

Se realiza el estudio cuando por restricciones del bus AC se tiene un LDE activo inicialmente y luego se desactiva en el instante $t=18 \text{ s}$ (en el intervalo $0 < t < 18 \text{ s}$ el $LDE=1$ y a partir de $t \geq 18 \text{ s}$ $LDE=0$). En las gráficas de la Fig. 3, se muestran las corrientes y el SOC, y en la Fig. 4, las gráficas de las medidas de potencia de interés. En la Fig. 5 se muestra la corriente de salida (I_o) y tensión del bus AC y DC. En la Fig. 6, se muestra la TDHi de I_o . El análisis de los resultados se realiza por intervalos de tiempo:

$0 < t < 1 \text{ s}$, durante el primer segundo la irradiación es de 300 W/m^2 y el ESS descargado, la carga en el bus DC es $Prdc = LPAM_{DC}$, y la potencia generada por los paneles con esta irradiación es insuficiente para alimentarla, motivo por el cual, el PCMrred aplica en el instante inicial la función 4, que activa internamente la bandera de desconexión de carga $Sw_{Carga_{DC}} = off$ y se prepara para aplicar las funciones especiales de carga desconectada, luego el PCMrred aplica la función 11, se observa en este intervalo que las baterías son cargadas a diferentes capacidades de carga, ecuación (2).

$1 < t < 4 \text{ s}$, la irradiación cambia de 300 W/m^2 a 850 W/m^2 y en el segundo 4 la irradiación cambia de 850 W/m^2 a 400 W/m^2 . A partir del instante (1 s) aumenta la generación en el bus DC, sin embargo, no es suficiente para alimentar las cargas de DC y cargar baterías, y el PCMrred aplica la función 12, donde el ESS se carga a C10.

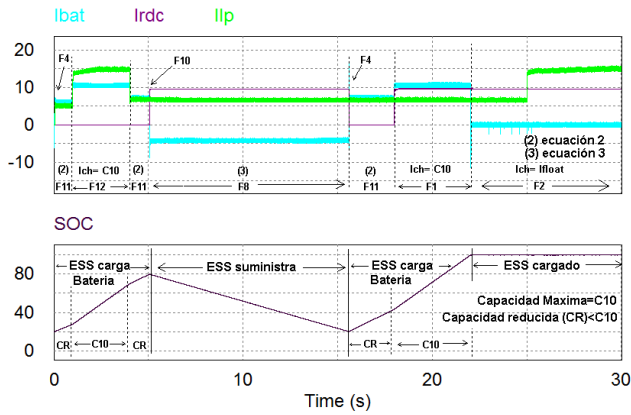


Fig. 3. Gráficas de corriente de los elementos de la Microrred DC y del SOC del ESS.

$4 < t < 5$ s, en este intervalo se aplica la función 11, en el instante 5 s, se produce la reconexión de la carga DC mediante la función 10 y activa la bandera $Sw_{cargaDC} = on$, debido que el $SOC \geq SOC_{MAX}$.

El intercambio de potencia entre buses se puede observar en la Fig. 4. El valor de P_o negativo indica absorción de Potencia del bus AC para alimentar cargas en DC. El valor máximo de Potencia que se puede extraer del bus AC es $LGIM_{AC-DC}$, y ocurre en el intervalo donde $LDE=1$, y la generación en DC no es suficiente para alimentar la demanda del bus DC ($Prdc$).

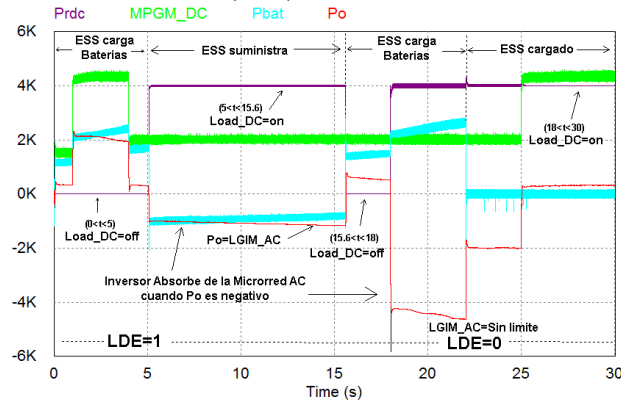


Fig. 4. Gráficas del intercambio de potencia de los convertidores de la Microrred Híbrida.

$5 < t < 15.6$ seg, la irradiación se mantiene a $400 W/m^2$. El PCMred detecta la conexión de la carga y que la generación en DC ha disminuido, aplica la función 8 para alimentar el bus DC, hasta que el SOC indica que las baterías se han descargado, y en el instante 15.6 s, mediante la función 4 desconecta nuevamente la carga DC y activa la bandera $Sw_{cargaDC} = off$.

$15.6 < t < 18$ s, la irradiación se mantiene en $400 W/m^2$. Se aplica la función 11 y en el instante 18 s se desactiva la variable que limita el intercambio de potencia entre buses ($LDE=0$), lo que produce una absorción o inyección sin límite de potencia del bus AC. En la Fig. 5, se observa la variación máxima de la tensión en el bus DC y el efecto del transitorio de I_o y V_{DC} ante los cambios entre funciones, la Variación máxima de V_{DC} es de aproximadamente 21V, en la Fig. 6 se muestra que la

TDHi de I_o está dentro de la norma IEEE 1547 para los diferentes niveles de intercambio de potencia.

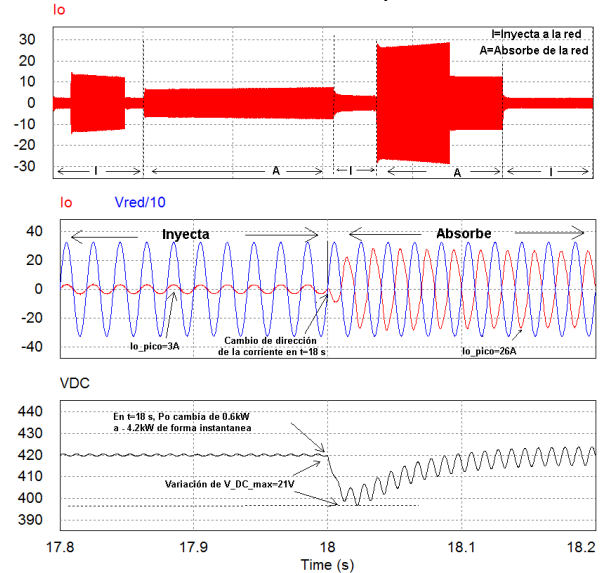


Fig. 5. Gráficas de I_o , $V_{red}/10$ y V_{DC} de la Microrred.

$18 < t < 22$ s. EL PCMred aplica la función 1, absorción sin límite de potencia del bus AC.

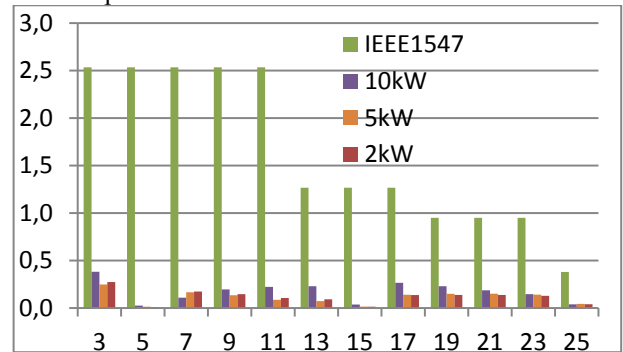


Fig. 6. Armónicos individuales de I_o vs la norma IEE1547

$22 < t < 30$ s. EL PCMred aplica la función 2, inyección sin límite de potencia al bus AC.

VI. CONCLUSIÓN

La estrategia de gestión de potencia propuesta está basada en el desarrollo y aplicación de funciones por parte del PCMred, encargado de enviar las consignas necesarias para el control de los convertidores de potencia involucrados en el bus DC de una microrred híbrida. El PCMred se encarga del control secundario de la microrred descomponiendo el problema en subproblemas independientes primarios, donde cada DG maneja y ajusta sus controles en función de las consignas enviadas por el PCMred. El inversor de interconexión se encarga de controlar la tensión en el bus DC mediante el PCMred cuando está conectado a red. El PCMred, maneja la cantidad de potencia PV generada, ya que accede directamente al MPPT del DC/DC para controlar la potencia de generación según los niveles de potencia demandados por las cargas y la disponibilidad de potencia. Estudiando los resultados de simulación ante diferentes escenarios, se verifica que no se producen transitorios que

comprometan la estabilidad de los buses. El PCMrred gestiona de forma eficiente las cargas que operan en la microrred híbrida, verifica el SOC y aprovecha al máximo las energías renovables presentes en la microrred, reduciendo el consumo desde la red principal. Se observa que el PCMrred puede cargar el ESS a diferentes niveles de corriente y prioritariamente con la energía disponible de generación PV en el bus DC. Este sistema está diseñado para ser implementado experimentalmente con DSP convencionales TMS320F28335, y las comunicaciones entre DG se realizarán mediante tarjetas beagleboan.

VII. AGRADECIMIENTOS

- Este trabajo ha sido financiado por el proyecto ENE2015-64087-C2-2-R del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), cofinanciado por fondos FEDER (Fondo Europeo para el desarrollo regional).
 -. Beca de estudios de doctorado financiado por la Universidad de Los Andes. Ministerio de Educación MPPEUCT Venezuela.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Michael Stadler , G. Cardoso, S. Mashayekh, T. Forget, N. DeForest, A. Agarwal, A. Schönbein. (2015). "Value streams in microgrids: A literature review". *Applied Energy*. (2013). 980–989
- [2] Robert Lasseter, A. A. White paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS Microgrid concept. U.S. Department of Energy. (2007).
- [3] P.H. I., G.S. G., & F.A. E. Integración de Convertidores Multinivel en Microrredes. UPV, MUISE, Valencia. (2010).
- [4] Shenai, K., & Shah, K. Smart DC micro-grid for efficient utilization of distributed renewable energy,". (IEEE, Ed.) *Energytech*. (Mayo de 2011). 1-6.
- [5] Z. Li, W. T. Power control of DC microgrid using DC bus signaling. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC) Twenty-Sixth Annual IEEE*. (2011). 1926-1932
- [6] K. w. Hu, and C. M. Liaw. "On the flywheel/battery hybrid energy storage system for DC Microgrid". (IFEEC), 2013 1st International, 119-125. (2013).
- [7] R. Mallol, S. Salcedo, S. Jimenez, P. Díaz. "Optimal discharge scheduling of energy storage systems in MicroGrids based on hyper-heuristics". *Renewable Energy*. (2015). 13-24
- [8] Xunwei Yu, Xu She, X. Ni, and Q. Huang. "System Integration and Hierarchical Power Management Strategy for a Solid-State Transformer Interfaced Microgrid System". *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*. (2014). 4414-4424.
- [9] Amandeep Kaur, Jitender Kaushal, P. Basak. "Renewable and Sustainable Energy Reviews". (2015). 338–345
- [10] Remus Teodorescu, M. L. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. *IEEE. John Wiley & Son*. (Julio 2011). 1-33.
- [11] Aushiq Ali Memon, Kimmo Kauhaniemi. "A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions". *Electric Power Systems Research*. (2015). 23–31
- [12] Poh Chiang Loh, S. M. Autonomous Control of Interlinking Converter With Energy Storage in Hybrid AC–DC Microgrid. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*. (2013). 1374-1376.
- [13] Poh Chiang Loh, Ding Li, Yi Kang Chai, and Frede Blaabjerg. Autonomous Operation of Hybrid Microgrid With AC and DC Subgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*. (2013). 2214-2223.
- [14] K. T. Tan, P. L. So, Y. C.Chu, and M. Z. Q. Chen. Coordinated Control and Energy Management of Distributed Generation Inverters in a Microgrid. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*. (2013). 704-713.
- [15] Xiong Liu, Peng Wang, Member and Poh Chiang Loh. A Hybrid AC/DC Microgrid and Coordination Control. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*. (2013). 278-286.
- [16] Farzam Nejabatkhah and Yun Wei Li. "Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid ". *IEEE Transactions on Power Electronics*. (2014).
- [17] E Unamuno, J. Barrena. "Hybrid ac/dc microgrids Part II: Review and classification of control strategies". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. (2015). 1123–1134
- [18] M. Barnes, J. K. Real-WorldMicro Grids– An Overview. *IEEE International Conference on System of Systems Engineering*. Texas: IEEE. (2007).
- [19] Josep Guerrero, J. V. Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*. (2011). 158-161
- [20] Binita Sen, D. S. DSRF and SOGI based PLL-Two Viable Scheme for Grid Synchronization of DG Systems during Grid Abnormalities. *Engineering and Systems (SCES), 2012 Students Conference on*. Allahabad, Uttar Pradesh: IEEE. (2012).1-6.
- [21] U. A. Miranda, M. A. A DQ Synchronous Reference Frame Control for Single-Phase Converters. *36th Power Electronics Specialists Conference*, Rio de Janeiro Brasil: IEEE. (2005). 1377-1381.
- [22] F.J.Rodríguez, E. M. Discrete-time implementation of second order generalized integrators for grid converters. *IEEE*, (2008). 176-181.
- [23] Golestan, S., Monfared, M., & Guerrero, J. Second order generalized integrator based reference current generation method for single-phase shunt active power filters under adverse grid conditions. *Power Electronics, Drive Systems and Technologies*. (2013).
- [24] Maria Mantilla, G. Quiñones, C.Castellanos, J. Petit and G. Ordoñez. "Analysis of Maximum Power Point Tracking Algorithms in DC-DC Boost Converters for Grid-tied Photovoltaic Systems", *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE*, pp. 1971-1976
- [25] R. Roshan, Y. Yadav. "Modeling and simulation of incremental conductance MPPT algorithm based solar photovoltaic system using Cuk converter" *Energy efficient technologies for sustainability (ICEETS)*, 2013. pp.584 - 589
- [26] H. Desai and H. Patel, "Maximum power point algorithm in pv generation: An overview" . *PEDS'07. 7th International Conference on*. (2014) pp. 624–630, 2007.
- [27] De Brito, Moacyr Aureliano Gomes. "Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no.3, (2013) pp.1156-1167
- [28] C. B. Salah and M. Ouali. "Comparison of fuzzy logic and neural network in maximum power point tracker for PV systems," *Electric Power Syst. Res.* vol. 8, no. 1, (2011). pp. 43-50.
- [29] Wayne W. Weaver, Rush D. Robinett III, Gordon G. Parker, David G. Wi. "Distributed control and energy storage requirements of networked Dc microgrids". *Control Engineering Practice*. (2015) 10–19
- [30] Xingguo Tan , Qingmin Li , Hui Wang. "Advances and trends of energy storage technology in Microgrid". *Electrical Power and Energy Systems*. (2013). 179–191
- [31] Hooppecke. Instrucción de uso de baterías plomo acido. En línea el 01-09-2015
- [32] TAB. Baterías estacionarias y solares OPzS. Batería 12V20PzS100. En línea el 15-09-2015. <http://www.tabspain.com/renovables/solar/baterias-opzs/>
- [33] TECNIBAT. En línea el 15-09-2015. <http://www.tecnibat.com/www/html/es/descargas/fichas/spc.pdf>
- [34] Ala A. Hussein, Abbas A. Fardoun. "Design considerations and performance evaluation of outdoor PV battery chargers". *Renewable Energy*. (2015). 85-91
- [35] Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547-2003*.