



## **DOCUMENTO TÉCNICO**

### **Control en Microrredes de A.C: Control Jerárquico, Tecnologías y Normativa**

**Julio de 2020**

## **Control en Microrredes de A.C: Control Jerárquico, Tecnologías y Normativa**

### **RESUMEN**

Las microrredes eléctricas se han convertido en una opción viable para integrar recursos de generación distribuidos, mejorando la resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico. Las microrredes tienen características eléctricas y requerimientos operativos distintos a los de los grandes Sistemas de Potencia, lo que exige estrategias de control diferentes a las tradicionales. En Colombia se vienen desarrollando varias iniciativas para promover las microrredes eléctricas. En este marco, CIGRE Colombia presenta este reporte técnico, donde describe para las microrredes de A.C, los principales requerimientos y funciones de control, la estructura del control jerárquico, el análisis de estabilidad, la infraestructura física para la implementación del control, basados en la normativa internacional, con el propósito que sirva como referencia para las empresas nacionales que planeen implementar microrredes en Colombia.

### **PALABRAS CLAVES**

Microrredes eléctricas, electrónica de potencia, estabilidad, generación distribuida, sistemas de control, simulación en tiempo real, lazo cerrado, modelo matemático, gemelo digital, control primario, control secundario, control terciario, interoperabilidad.

## **1. GENERALIDADES**

En este reporte técnico se presentan recomendaciones que se deben considerar al momento de implementar una jerarquía de control en una Microrred de A.C, siguiendo lo estipulado en los estándares internacionales, esto con el fin de apoyar al sector industrial, mediante guías claras y concisas, las cuales permitan realizar una adecuada planeación de las futuras redes eléctricas.

## **2. PARTICIPANTES**

El grupo de trabajo estuvo conformado por las personas que se listan a continuación:

Líderes

Jose Miguel Ramírez Scarpetta	Universidad del Valle
Eduardo Gómez Luna	Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A

Integrantes

Martha Lucia Orozco Gutiérrez	Universidad del Valle
Erick Lefred Rivera	Universidad del Valle
Alejandro Garcés Ruiz	Universidad Tecnológica de Pereira – UTP
Hugo Castro	Operation Technology, Inc – Etap
Gustavo Serrate	Operation Technology, Inc - Etap
Diego Sánchez	Cidet
Juan Carlos Serna	Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A

## **3. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS**

AC/DC: Corriente Alterna a Corriente Directa

BOOST: Convertidor DC/DC elevador

BUCK-BOOST: Convertidor Bidireccional Elevador-Reductor

CB: Circuit Breaker

CAMC: Controlador Central Autónomo de Microrredes.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DC/AC: Corriente Directa a Corriente Alterna  
DC/DC: Corriente Directa a Corriente Directa  
DER: Recursos Distribuidos de Energía  
EV: Vehículo Eléctrico  
FAT: Pruebas de Aceptación en Fábrica  
FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable  
FP: Factor de potencia  
GD: Generación Distribuida  
HIL: Hardware-in-the-loop  
IED: Dispositivo Electrónico Inteligente  
IGBT: Transistor Bipolar de Puerta Aislada  
LC: Filtro Inductivo-Capacitivo  
LCL: Filtro Inductivo-Capacitivo-Inductivo  
MEMS: Microgrid Energy Management System (Sistema de Gestión de Energía de la Microrred)  
MGCS: MicroGrid Control System (SCM Sistema de control de la microrred)  
MOSFET: Transistor de Efecto de Campo Metal-Óxido-Semiconductor  
MR: Microrred  
MRs: Microrredes  
PEBB: Power Electronics Building Blocks  
P: Potencia activa  
PDI: Punto De Interconexión  
PI, PID: Proporcional Integral, Derivativo  
PWM: Modulación de Ancho de Pulso  
Q: Potencia reactiva  
R: Resistencia de línea  
SAT: Pruebas de aceptación en Sitio  
SP: Sistemas de Potencia  
THD: Distorsión Armónica Total  
V: Tensión en nodo  
VSI: Voltage Source Inverter/Inversor fuente de tensión.  
w: Frecuencia eléctrica  
X: Reactancia de línea  
ZNI: Zonas No Interconectadas

#### **4. INTRODUCCIÓN**

La necesidad de integrar recursos de generación renovables distribuidos de forma eficiente y confiable ha impulsado el desarrollo de MRs eléctricas; en particular las MRs permiten integrar fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), en redes de distribución de media y baja tensión. Una microrred (MR) es un grupo de cargas interconectadas y Recursos de Energía Distribuidos (DER), con límites eléctricos claramente definidos, que actúa como una entidad controlable única con respecto a la red y puede conectarse o desconectarse de la misma, para operar

en modo interconectado o aislado [IEEE std 2030.7-2017], [Colombia Inteligente, 2019], [CIGRE 2015]. La Figura 1 presenta el esquema típico de una MR.

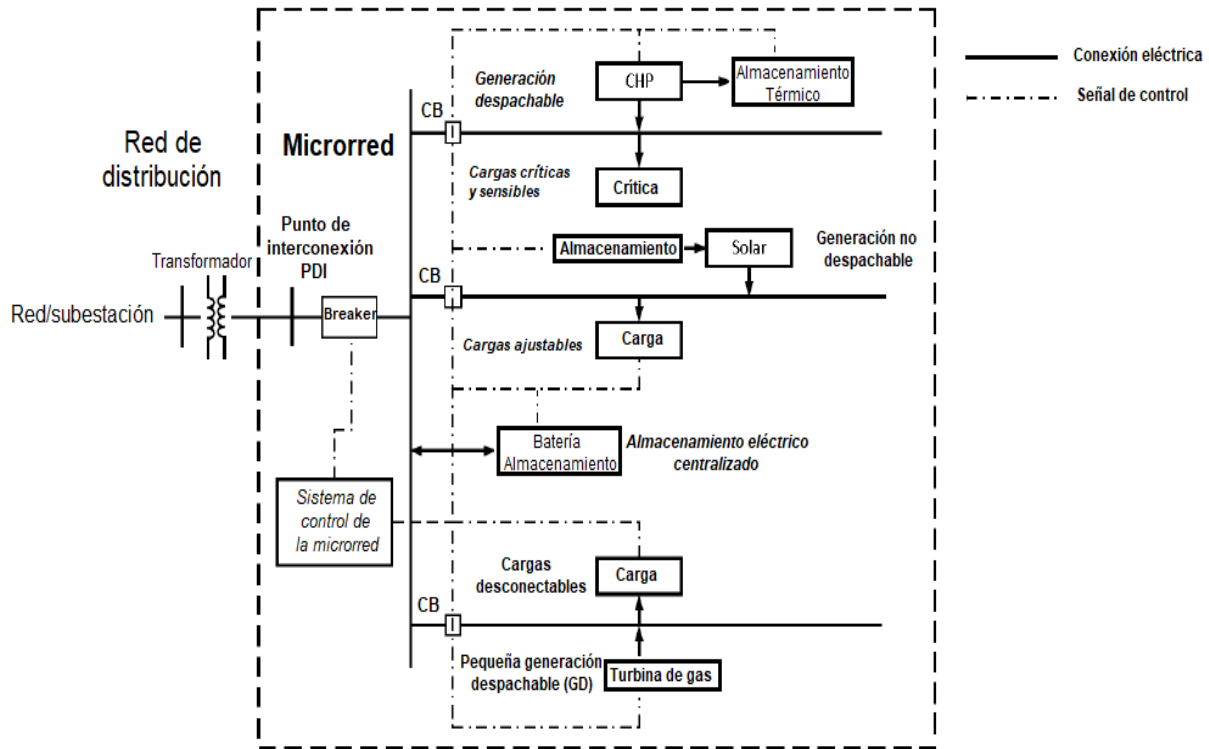


Figura 1. Estructura y componentes de una MR. Adaptado de [IEEE std 2030.7-2017].

La MR se conecta con la red principal en un único Punto De Interconexión (PDI) a través de un breaker. Tiene varios tipos de cargas: críticas, como las relacionadas con sistemas de soporte de vida, seguridad, tecnología de información y comunicación; sensibles, que requieren alta calidad de energía y preferiblemente deben mantenerse pero se pueden desconectar, como la alimentación de sistemas electrónicos; ajustables en varios niveles, como ventilación y aires acondicionados; y desconectables, que se pueden abrir en cualquier momento para permitir balancear una alta carga con la generación disponible, como sistemas de bombeo o carga de baterías.

También hay DER que son de generación y almacenamiento de energía. La generación distribuida es despachable, como los grupos electrógenos diesel con generadores sincrónicos y la cogeneración termoeléctrica (*Combined Heat and Power, CHP*); y no despachable, típicamente de energías renovables como la generación fotovoltaica y la eólica; la variabilidad de esta generación y de las cargas, puede exigir el uso de almacenamiento de energía, como tanques de almacenamiento hidráulico, capacitancias térmicas, volantes de inercia o bancos de baterías eléctricas. Muchos de los recursos de energía distribuidos se conectan vía convertidores electrónicos de potencia, como los convertidores bidireccionales para baterías, inversores para generación de Corriente Directa (*DC*) fotovoltaica y generación eólica con conversión *AC/DC/AC*.

El sistema de control de la MR, está compuesto por software de toma de decisiones y diversos elementos de medida, comunicación y actuación. El sistema de control es el encargado de la

regulación de la frecuencia y tensiones en nodos de la red, el corte o desplazamiento de cargas, el despacho económico, la interacción con el sistema de potencia y las decisiones del modo de operación interconectado o aislado.

Las MRs presentan grandes beneficios los cuales deben ser considerados al momento de su implementación como son:

- Reducción del impacto ambiental causado por fuentes fósiles de energía.
- Reducción de la potencia en líneas de transmisión y distribución.
- Aplazamientos en las inversiones de la red eléctrica convencional.
- Reducción de pérdidas de energía.
- Mejoramiento de la confiabilidad y calidad del servicio para el usuario final de la energía.
- Aumento de la seguridad y resiliencia de la red eléctrica.
- Suplen el crecimiento de la demanda y en particular son una solución confiable de suministro de energía en las Zonas No Interconectadas (ZNI).
- Beneficios económicos y nuevos mercados para los usuarios de la MR.

En Colombia se ha comenzado con grandes iniciativas y reglamentaciones para la implementación de MRs desde el 2014 con la expedición por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME) de la ley 1715, donde se ha impulsado fuertemente la integración de las FNCER; a partir de esta fecha la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha emitido un gran número de regulaciones las cuales han permitido ir unificando el concepto de MR, en cuanto a lo que respecta a: Generación Distribuida (GD) [CREG 030-2018], [CREG 038-2018], Almacenamiento [GREG 098-2019], Medición Inteligente [CREG-Circular 054-2018] y Respuesta de la Demanda [CREG 098-2018], junto con todos los acuerdos emitidos por el Consejo Nacional de Operación y XM donde se marcan las pautas necesarias para una correcta operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que conlleva a un nuevo código de redes para nuestro país.

De igual manera desde La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) colocó a disposición los estudios realizados en el marco de la cooperación técnica con el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, el mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia, donde se expone claramente cuáles son las tecnologías a implementar en nuestro país lo que conlleva a una adecuada implementación de MRs.

De igual manera, en Colombia se vienen impulsado desde varios sectores la implementación de MRs y es así como con la Iniciativa de Colombia Inteligente se realizó un referenciamiento con el objetivo de identificar factores que aporten a la sostenibilidad de las soluciones energéticas, especialmente utilizando MRs y sistemas independientes, que permitan combinar las tendencias tecnológicas disponibles con los modelos productivos y financieros en torno a las comunidades en zonas remotas. Adicionalmente, se construyó un documento con los lineamientos estratégicos para la implementación de MRs sostenibles en el país, estos lineamientos fueron construidos por diferentes actores a nivel nacional, en ejercicios de trabajo colaborativo [Colombia Inteligente, 2019].

Otras iniciativas para la implementación de MRs en nuestro país son las que se vienen promoviendo desde el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, MINCIENCIAS, donde a través del Programa Ecosistema Científico se vienen articulando los desarrollos de la academia nacional e internacional con las necesidades del sector industrial; estas iniciativas parten de las alianzas que concentran sus esfuerzos en proyectos con el propósito de definir estrategias de transformación en el sector energético Colombiano las cuales contribuyen al desarrollo de energía sostenible y la implementación de MRs piloto, dentro de las alianzas se tiene [Universidad Nacional, 2020], [Universidad de Antioquia, 2019].

Por este panorama nacional y las grandes iniciativas que se vienen desarrollando dentro de todos los diferentes actores que hacen parte de la cadena de energía en Colombia para la implementación de MRs, CIGRE Colombia, desde su comité C6 - Sistemas de Distribución y Generación Dispersa y su grupo de trabajo C6.2, Control y Operación de MRs, presenta este reporte técnico donde se describen los aspectos más relevantes para un adecuado control y operación de MRs, con el propósito que sirva como referencia para las empresas nacionales que planeen implementar MRs a nivel industrial y comercial, en el corto y mediano plazo.

El reporte técnico se ha dividido en 6 secciones, donde las secciones 1 y 2 presentan los principales requerimientos de control que especifican funciones mínimas requeridas para el buen desempeño de una MR; se presentan las funciones de despacho y de transición entre el modo de operación aislada e interconectada, para mostrar cómo éstas optimizan la MR en ambos modos de operación. También se presenta la interdependencia que tienen las funciones centrales entre sí para poder operar.

La sección 3 presenta la estructura del control jerárquico en las MRs. Se presentan los principales convertidores electrónicos de potencia y su control. Luego se describe el control primario, el cual, a partir de medidas locales en la generación y acción proporcional, busca controlar la frecuencia y tensiones en nodos de la MR, actuando sobre la generación de las potencias activa y reactiva; por su acción proporcional, permite una respuesta rápida a un nuevo punto de equilibrio, pero con valores diferentes a los nominales, estos errores los corrige el control secundario. Finalmente se presenta el control terciario, el cual coordina la interacción con el sistema de potencia y optimiza la operación para minimizar los costos de operación y las pérdidas, respetando las restricciones operativas.

La sección 4 presenta el análisis de estabilidad en MRs eléctricas; a diferencia de los sistemas de potencia (SP) con redes altamente inductivas, altos niveles de corto y con generadores sincrónicos de alta inercia, las MRs en baja tensión son altamente resistivas, con bajos niveles de cortocircuito, dinámicas rápidas de los convertidores electrónicos, y sin energía cinética almacenada. Esto hace que las aproximaciones y enfoques del análisis de la estabilidad en las MRs eléctricas, sea diferente al utilizado en los grandes SP.

El control jerárquico para las MRs requiere de una infraestructura física para su implementación y validación, aspecto que es descrito en la sección 5, en donde se presentan la tecnología de

supervisión y control para implementar los algoritmos de monitorización, control y optimización, junto con las Tecnologías de Información y de Comunicación, las cuales permiten una correcta interoperabilidad entre los diferentes elementos de la MR, cumpliendo con los requerimientos normativos y de seguridad que se recomiendan a nivel internacional, de igual manera se presenta como debería ser la tecnología utilizada para todo el proceso de validación del sistema de control antes de su puesta en marcha.

Finalmente, en la sección 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones del reporte técnico presentado.

## **5. FUNCIONES DE CONTROL**

Los sistemas de control se implementan con software, hardware o su combinación, de forma centralizada o distribuida. Es común que el sistema de gestión de energía de la MR se implemente de forma centralizada, aunque existen propuestas distribuidas.

Un elemento para el buen funcionamiento de una MR es el sistema de gestión de energía MEMS (Microgrid Energy Management System). Este sistema incluye las funciones del control de la MR que la hace autónoma, para el intercambio de energía y que en algún momento pueda ejercer el papel de servicio auxiliar de la red de distribución. El MEMS es el sistema de control de la MR si se implementa de forma centralizada [IEEE Std 2030.7-2017].

Los requerimientos de control especifican unas funciones mínimas del sistema, las cuales son dos centrales: función de transición y función de despacho. Estas funciones centrales son las encargadas de optimizar la operación de la MR, tanto conectada como en modo isla e independiente de su topología y recursos distribuidos, por lo que es clave mantener estándares de interoperabilidad de las tecnologías, tal como se indica en la Figura 2 [IEEE Std 2030.7-2017].



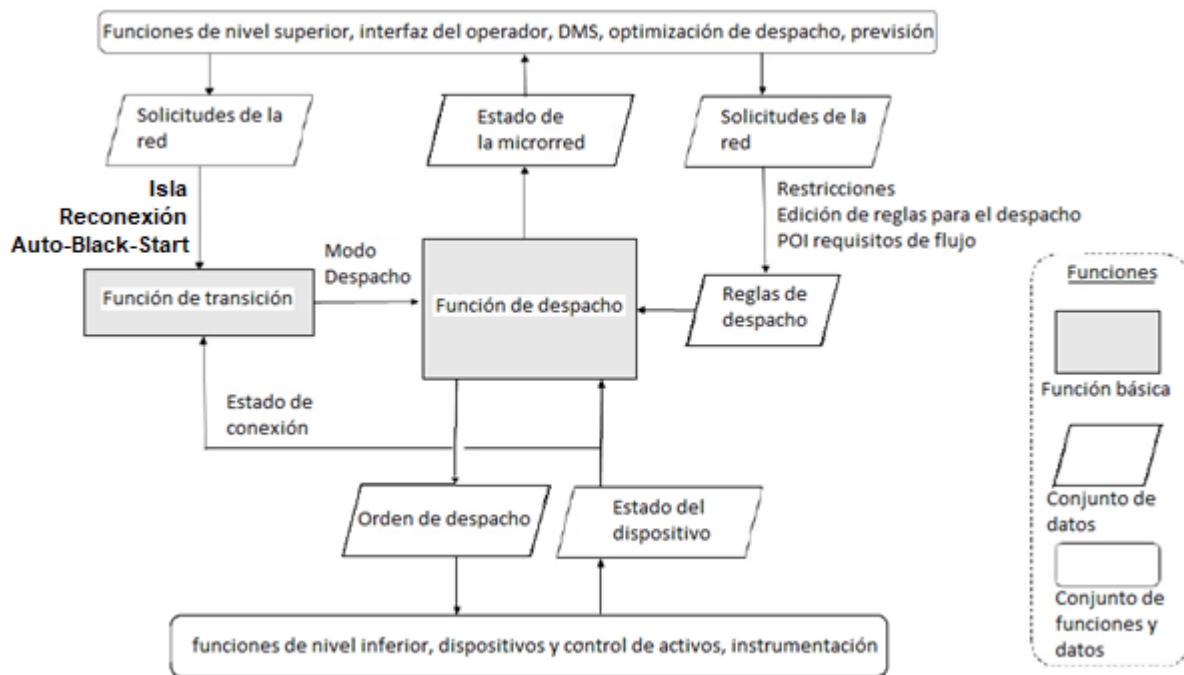


Figura 2. Relación entre las funciones de transición y despacho. Adaptado de [IEEE Std 2030.7-2017]

La función de transición requiere enviar información a la función de despacho para que esta pueda enviar la información correcta debido a algún cambio de estado que puede llegar a tener la MR. [IEEE Std 2030.7-2017].

La función de transición envía información a la función de despacho, para que esta haga el envío de información correcto, para cualquiera de los dos estados de la microrred.

a) La función de despacho es la encargada de recibir información del estado de la MR, y configurar todos sus activos para cualquier jerarquía de control donde se encuentre operando la MR. La orden de despacho se encarga de dirigir los DER, para satisfacer el consumo energético y lograr equilibrar la generación con la carga; también responde ante algún evento interno de la MR relacionado con los perfiles de carga y la generación y responde a pedidos externos debidos a acuerdos de interconexión con la red de distribución, como ante una solicitud, servir como respaldo del sistema de potencia, entre otras funciones.

b) La función de transición, es la que supervisa las transiciones entre los dos diferentes estados y de esta forma asegurar que la función de despacho pueda ejecutarse de forma apropiada para el estado en el que se encuentre la MR. Es decir, la función de transición proporciona la señal para cambiar de estado la función de despacho. Además, esta no causará ni retrasará una conexión o desconexión de manera inconsistente con los requisitos de interconexión.

Las funciones de nivel inferior corresponden a los requerimientos de regulación de frecuencia y tensiones en la MR.

## 6. CONTROL JERÁRQUICO EN MICRORREDES

Para realizar las funciones descritas, se usa un control jerárquico inspirado en el control de frecuencia de los SP. Este control se divide en tres niveles: control primario, control secundario y control terciario, ver esquema de la Figura 3, para el caso de un generador con inversor fuente de tensión (VSI, Voltage Source Inverter).

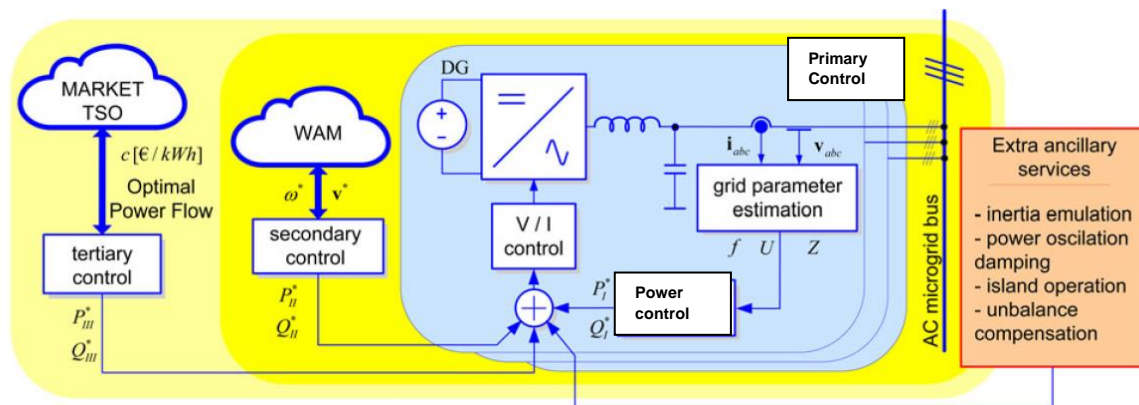


Figura 3. Esquema del control jerárquico de una MR. Adaptado de [Rocabert, 2012].

*El control primario* hace referencia al control de cada generador; con medidas locales busca regular la frecuencia y tensiones en nodos de la MR, con un adecuado reparto de potencias entre los generadores. Para ello se tienen varios controles, como los de voltaje (V) y corriente (I) de salida del generador, los controles de potencia activa (P) y reactiva (Q) y diferentes controles electrónicos de potencia a nivel del GD y los diferentes convertidores. Para los VSI se puede usar un control V/I vectorial o un control básico de histéresis, un control directo de potencia o un control predictivo basado en modelo [Farrokhbadi et al, 2020]. Dada la flexibilidad de los VSI se pueden tener también funciones de rechazo de armónicos, compensación de desbalances y mejora de la estabilidad de la MR con emulación de inercia y amortiguación de oscilaciones [Rocabert, 2012]. El control primario lleva la MR a un punto de equilibrio estable, aún cuando la frecuencia y la tensión sean diferentes de sus valores nominales.

*El control secundario* tiene como función llevar al sistema nuevamente a un punto de operación estable pero además con valores de frecuencia y tensión dentro de los rangos nominales. El control secundario puede ser distribuido o centralizado. En cualquier caso, se requiere del uso de comunicaciones [Khayat et al., 2020].

*El control terciario* está estrechamente relacionado con la coordinación con el sistema de potencia, la optimización de la operación y el flujo de carga óptimo. Este consiste en un modelo de optimización, usualmente centralizado, que busca minimizar costos de operación y pérdidas, teniendo en cuenta restricciones operativas tanto de los elementos generadores y de almacenamiento, como de la red [Ramirez, 2020].

## 6.1 CONTROL ELECTRÓNICO DE POTENCIA

En una MR, la mayor parte de la gestión de energía entre los DER y las cargas se realiza mediante convertidores electrónicos de potencia. La eficiencia de la conversión de energía está definida en gran medida por la eficiencia de los convertidores electrónicos, la cual depende de aspectos como la potencia nominal, carga nominal, tamaño de los componentes y el material utilizado en la etapa de aislamiento galvánico [Planas, 2015]. El costo de la electrónica de potencia es cerca del 40% del costo total en los sistemas distribuidos basados en micro-turbinas y generadores eólicos, y cerca del 20% en sistemas basados en paneles solares y celdas de combustibles [Chakraborty, 2009]. Por otro lado, la confiabilidad de algunos sistemas de electrónica de potencia puede ser baja llegando a garantizar sólo una operación por cinco años antes de que los equipos fallen. Ha surgido una tendencia hacia el desarrollo y uso de los módulos integrados de electrónica de potencia (*Power Electronics Building Blocks PEBB*), lo que permitirá estandarización e interoperabilidad entre los diferentes convertidores de potencia que hagan parte de una instalación, así como facilita la escalabilidad. Se observa entonces que los convertidores electrónicos no tienen solo un rol operativo, sino también económico en el nuevo paradigma energético de las MRs.

En una MR de AC, las fuentes de energía pueden ser en AC o DC, como se presenta en la figura 4, las cuales definen el tipo de convertidor a utilizar: AC/DC, DC/DC o DC/AC. Algunos ejemplos de fuentes en AC son las pequeñas centrales hidroeléctricas y generadores eólicos; una de las fuentes en DC más representativas son los generadores solares fotovoltaicos. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento basados en baterías son sistemas que reciben y entregan potencia en DC, por lo que se requieren convertidores en DC bidireccionales. A continuación, se detallan cada uno de los tipos de convertidores utilizados en las MRs de AC y representados en la Figura 4.

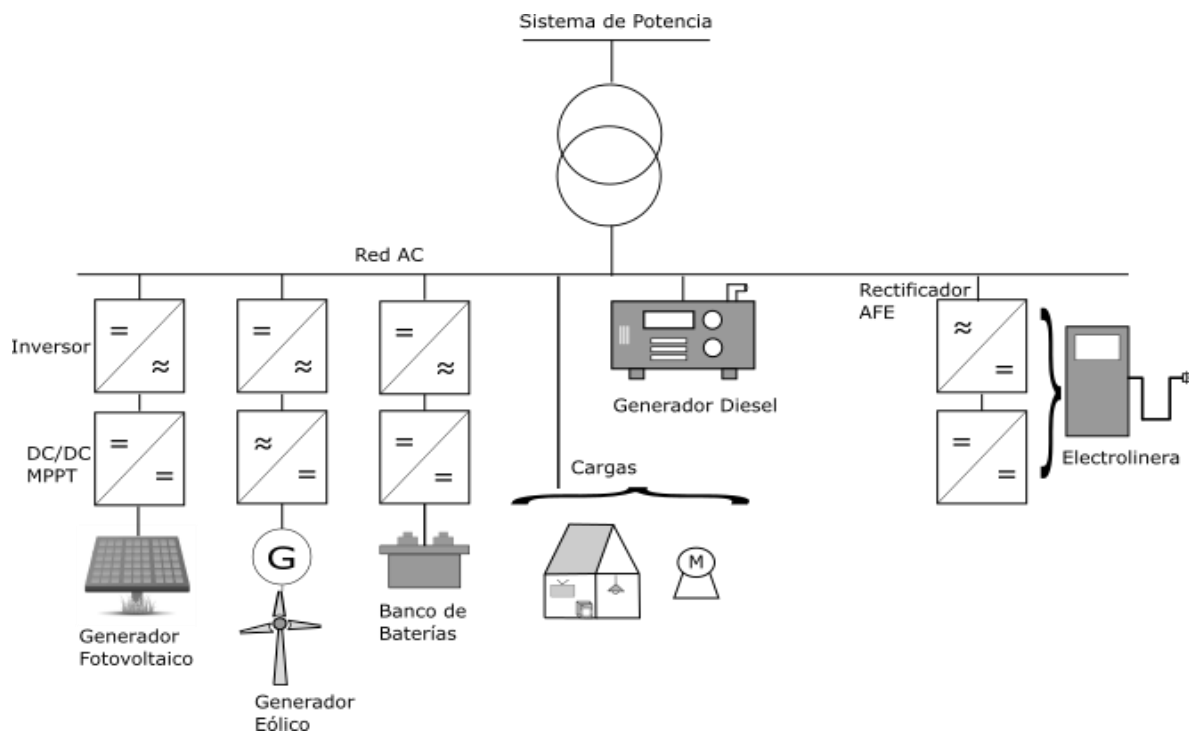


Figura 4. MR en AC con diferentes fuentes de generación, sistema de almacenamiento basado en baterías y cargas.

Convertidores *AC/DC*: Estos convertidores son los llamados rectificadores. Pueden ser implementados con dispositivos que operan a baja frecuencia como los tiristores, o con dispositivos que conmutan a alta frecuencia como *MOSFETS* o *IGBTs*. En la figura 4, se muestra el caso de una electrolinería que permite cargar la batería de un vehículo eléctrico (VE). La primera etapa es un rectificador *APE (Active-Front End)*, que permite asegurar un Factor de Potencia (FP) unitario, evitando introducir armónicos a la red de *AC*. Por otro lado, en la MR de la figura 4, se presenta el esquema de una turbina eólica tipo IV, en el cual se utiliza un convertidor rectificador y un inversor. En este esquema el rectificador desacopla la velocidad de la turbina a la del sistema eléctrico, permitiendo un amplio rango de operación en velocidad. Por su parte, mediante el inversor se controla las potencias  $P$  y  $Q$ .

Convertidores *DC/DC*: En las MRs eléctricas, se utiliza una gran variedad de estructuras de estos convertidores según su propósito. Uno de los convertidores *DC/DC* mayormente usado en aplicaciones fotovoltaicas es el convertidor elevador (*BOOST*). Este convertidor es del tipo no aislado y permite elevar el voltaje de entrada. Un algoritmo de extracción del máximo punto de potencia (*Maximum Power Point Tracking MPPT*), modifica el ciclo de trabajo del convertidor para ubicar la operación del generador fotovoltaico en su punto óptimo. Otro ejemplo de fuente de generación en *DC* son las celdas de combustible, las cuales presentan ventajas como la baja emisión de gases contaminantes y la alta densidad de potencia, la cual puede ser 10 veces mayor que en las baterías. En estos sistemas, al igual que en los paneles solares, se requiere una etapa de *DC/DC* para elevar el voltaje a los niveles requeridos por el bus *DC* de la etapa inversora [Chakraborty, 2009].

Por otro lado, el flujo de energía en las baterías es regulado mediante un convertidor *DC/DC* bidireccional, tal como se presenta en la figura 4. Existe una gran variedad de estructuras para este convertidor dependiendo de requerimientos tales como: capacidad de elevación/reducción del voltaje, estrés en los dispositivos, número de dispositivos en conmutación, tamaño de los dispositivos, complejidad del control, rizados de voltaje y corriente, baja inyección de armónicos, entre otras. Aunque existen configuraciones aisladas mediante transformador, las no aisladas resultan menos costosas, pero se requiere trabajar a valores extremos del ciclo de trabajo, lo que disminuye el rango de operación del controlador y aumenta la sensibilidad. Por ejemplo, un convertidor tipo *Buck-Boost*, permite realizar la carga y descarga de la batería con una topología que utiliza dos transistores, operando a alta frecuencia y un inductor permite almacenar energía y conectar los dos convertidores de forma eléctrica y galvánica. En este convertidor, la falla de alguno de los transistores deriva en un daño de la batería. Por su parte, una topología Sepic-Zeta requiere dos transistores, dos inductores y un capacitor de acople, lo cual resulta más complejo y costoso que el *Buck-Boost* pero evitaría corrientes de cortocircuito hacia la batería por falla en alguno de los transistores, además presenta la ventaja de baja inyección de armónicos al bus de *DC* [Kloenne, 2017]. Algunas estructuras de estos convertidores se pueden revisar en publicaciones tales como [Gorji, 2019].

Convertidores *DC/AC*: Este convertidor es conocido como el inversor y es la frontera entre las fuentes y las cargas y la MR de *AC*. El convertidor *VSI* trifásico, es el mayormente usado en estas aplicaciones, el cual está compuesto por dispositivos de conmutación (*MOSFETS*, *IGBTs*), capacitores en el bus de *DC* y en algunas ocasiones un transformador para aislamiento galvánico y amplificación de voltaje. Debido a que en estos sistemas la salida de voltaje es troceada, se utilizan filtros LC o LCL para alcanzar una onda sinusoidal de voltaje a la frecuencia de salida deseada. En los inversores una de las medidas de desempeño es el contenido armónico. Según las recomendaciones de la IEEE 519 el límite de nivel

de distorsión armónica total (*THD*) en los puntos de enlace de una red eléctrica, para niveles de voltaje en el punto de interconexión menores o iguales a 1 kV, debe ser menor al 8%, lo que directamente limita el contenido armónico que pueden emitir los inversores [IEEE 519-2014].

En los inversores, uno de los mecanismos para reducir la distorsión armónica de voltaje son las técnicas de control de los dispositivos mediante la modulación de ancho de pulso (*PWM*, *Pulse-Width-Modulation*), la cual genera la secuencia de activación de los transistores. Entre las técnicas más comunes se encuentra la modulación senoidal-triangular mediante un control bipolar o unipolar, éste último es un poco más complejo que el primero, pero con la ventaja de un contenido armónico menor. Entre otras técnicas para disminuir el *THD* se encuentra el *PWM* con eliminación selectiva de armónicos (*SHE-PWM*), la cual requiere del uso de métodos numéricos para encontrar la secuencia de conmutación de los dispositivos. Por otro lado, los inversores multinivel han surgido como otro camino que permite reducir el contenido armónico [Sinha, 2018], en los cuales la onda de voltaje troceada puede tener tres, cinco, siete o más niveles, alcanzando mejoras mayores al 10% en el contenido armónico comparado con el inversor tradicional de dos niveles. Sin embargo, en los inversores multinivel se requiere mayor cantidad de dispositivos en conmutación y por lo tanto mayor capacidad en el control. Usualmente, las frecuencias de conmutación de los inversores están por encima de los 2 Khz y la mejora en el *THD* de las señales entregadas por los inversores reduce los requerimientos del filtro (LC, LCL) para su conexión en las MRs.

Los inversores trifásicos generalmente están compuestos por tres ramas, en cada una de estas se conectan dos transistores en serie, sin embargo, aparece una tendencia hacia el uso de inversores de cuatro ramas con los cuales se busca compensar los desequilibrios en las ramas introducidos por las cargas. Estos desequilibrios se presentan más comúnmente en las MRs aisladas, las cuales son a bajos niveles de tensión. En estos inversores de cuatro ramas la cantidad de dispositivos a conmutar aumenta, al igual que la complejidad en el control [Reza, 2016], [Kim, 2015].

El estándar IEEE-1547-2018 presenta las recomendaciones para la interconexión de fuentes distribuidas de energía con los SP, de las cuales la mayoría recaen sobre funcionalidades de los inversores [IEEE 1547-2018]. Algunas de estas funcionalidades son control de voltaje, métodos activos para la operación anti-isla, conexión y desconexión automática, entre otras. Particularmente, en los inversores que hacen parte de los sistemas de generación, algunas funcionalidades comunes son: control de  $V/I$ , control de  $P$  y  $Q$  (ver próxima sección), protecciones internas de sobrecorrientes en el lado de *DC*, limitaciones de corriente reactiva, protecciones de sobre/bajo voltaje, medición instantánea de voltaje y corriente, medición de frecuencia, operación aislada e interconectada, entre otras [CIGRE JWG, 2018].

## 6.2 CONTROL PRIMARIO

Este control se basa en medidas locales y es de respuesta rápida, busca controlar la frecuencia y las tensiones en nodos de la MR, con un balance entre generación y carga y un reparto adecuado de potencias  $P$  y  $Q$  entre los generadores. En general el control primario tiene controles para la tensión y/o la corriente de salida del generador, sujetos a controles para el reparto o regulación de  $P$  y  $Q$  entre los generadores.

### 6.2.1 Control primario para generadores sincrónicos

Los generadores sincrónicos son fuentes de tensión, cuya frecuencia se controla con el gobernador de velocidad, el cual recibe la medida de la frecuencia desde el transductor de voltaje en terminales y genera la posición de válvula, función del error entre la medida y la frecuencia deseada; ésta posición define la alimentación de flujo de la fuente de energía (agua, combustible o vapor) a la turbina, la cual genera un par motor  $T_M$  al generador, para regular la frecuencia (velocidad) y controlar la potencia activa, tal como se indica en la Figura 5.

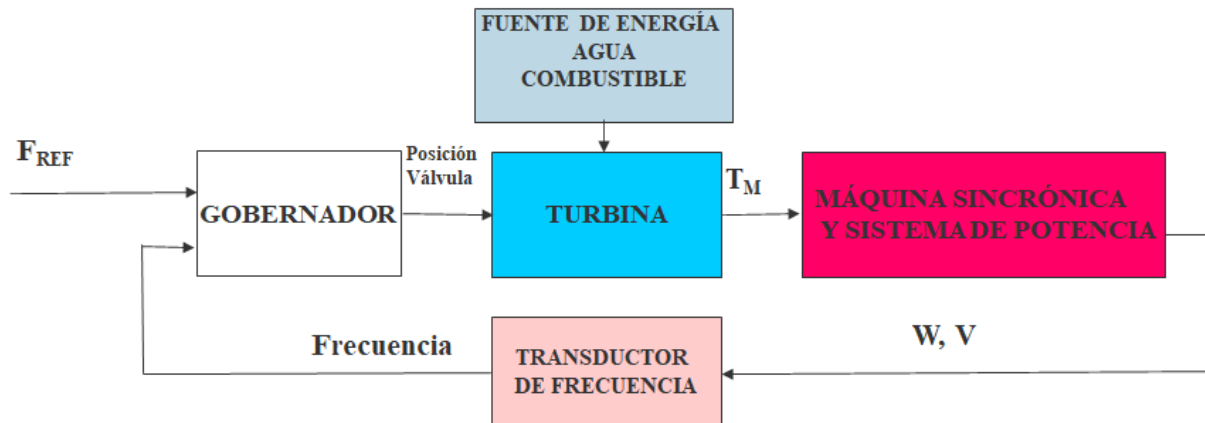


Figura 5. Diagrama de bloques del sistema de control de frecuencia para generadores sincrónicos.

La magnitud de la tensión se controla con el regulador automático de voltaje, el cual recibe la medida desde el transductor de voltaje en terminales y genera la señal de control, función del error entre la medida y la tensión deseada, la cual se envía al excitador (típicamente un rectificador controlado) para variar la tensión de campo del generador, de forma que se corrija el error de tensión, ver la Figura 6.

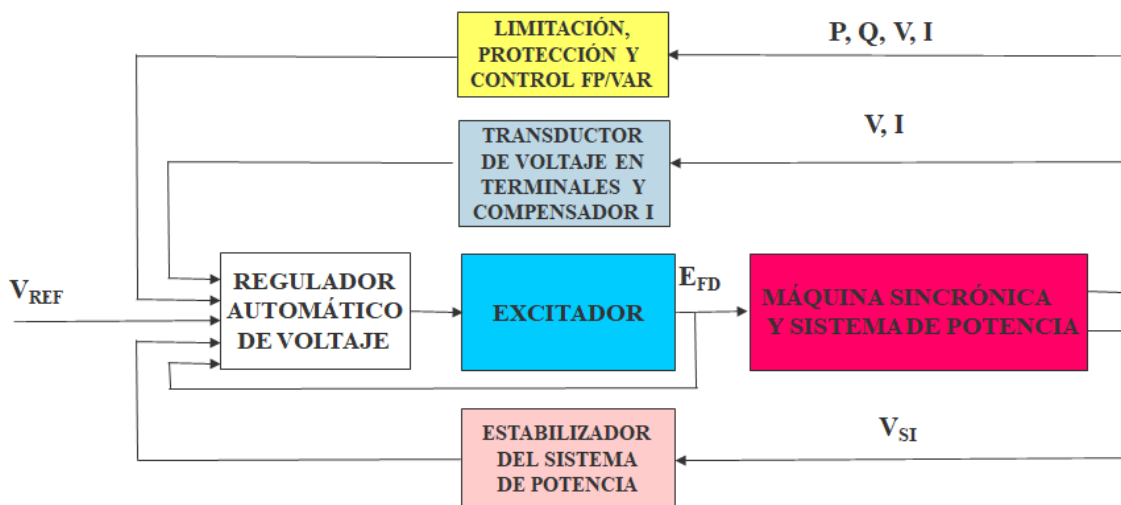


Figura 6. Diagrama de bloques funcional del sistema de control de excitación para generadores sincrónicos. Adaptado de [IEEE Std 421.1-2007].

También se tienen funciones de limitación y protección de la operación del generador (V, V/Hz, I, sub y sobreexcitación, etc.), los controles para el reparto de las potencias  $P$  y  $Q$  (ver más adelante) y controles suplementarios del FP o de la potencia reactiva  $Q$ . Los generadores sincrónicos en paralelo pueden tener corrientes reactivas circulantes, las cuales se eliminan con el compensador de corriente en la medida del voltaje; éstos compensadores también permiten compensar caídas de la línea de transmisión y regular la tensión más allá del voltaje en terminales del generador. Dada la característica electromecánica del generador sincrónico se tiene un control suplementario de estabilización de las oscilaciones de potencia (*PSS, Power System Stabilizer*).

### 6.2.2 Control primario para inversores electrónicos

En la generación con fuentes renovables conectadas a través de inversores electrónicos, el control primario de potencia, frecuencia, tensión y corriente, tiene diversas configuraciones dependiendo de la operación del convertidor como formador, alimentador o soportador de red, ver la Figura 7.

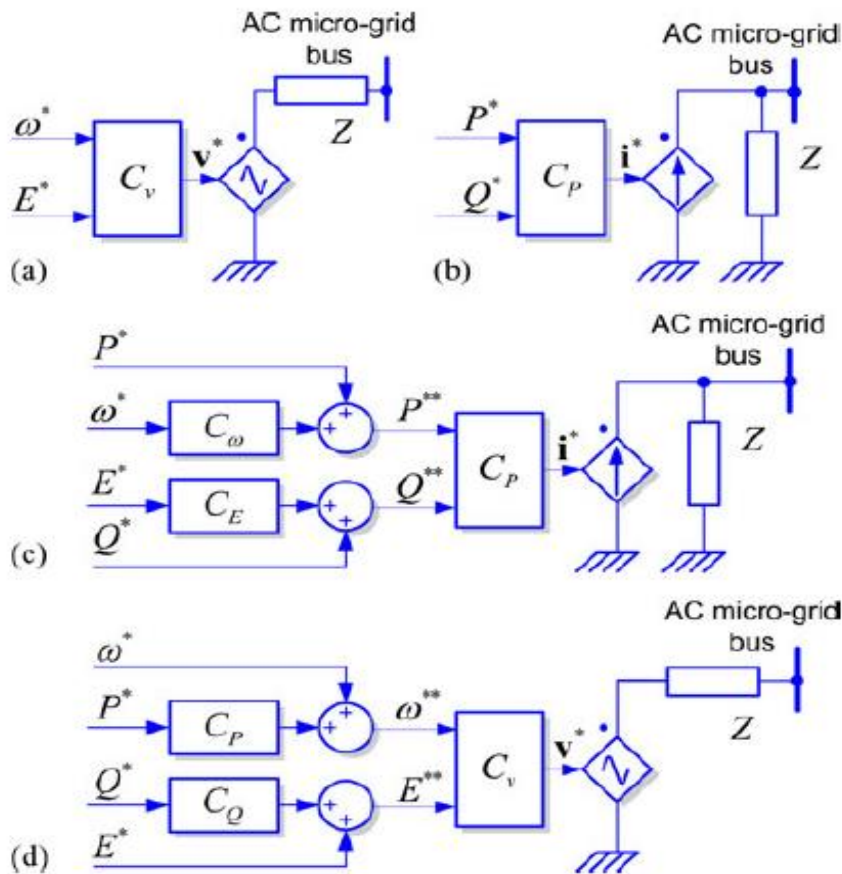


Figura 7. Diagramas de bloques de inversores electrónicos según su operación en la red. a) formador de red, b) alimentador de red, c) soportador de red fuente de corriente y d) soportador de red fuente de tensión, tomado de [Rocabert, 2012].

Como único formador de red (*grid-forming*) en una MR aislada, el inversor es una fuente de voltaje AC con baja impedancia de salida, Figura 7 a). El controlador de voltaje  $C_v$  regula la magnitud del voltaje y la frecuencia de la tensión del inversor a los niveles de operación de la MR. Con la MR conectada al

sistema de potencia, la tensión y frecuencia quedan definidas por él, por lo que se conmuta la operación del convertidor a alimentador de red (*grid-feeding*), Figura 7 b), donde el inversor se controla para operar como fuente de corriente, teniendo una alta impedancia de salida (puede ser también fuente de tensión); la corriente inyectada a la red la define el control  $C_p$  que impone las potencias deseadas  $P^*$  y  $Q^*$ . La operación del inversor como soportador de red (*grid-supporting*) en MRs aisladas, puede ser como fuente de corriente, Figura 7 c), o de tensión, Figura 7 d); en ambos casos se combinan las operaciones de alimentación y formación de la red.

Los diferentes modos de operación del convertidor, se logran mediante varias funciones: control del voltaje de DC, control del voltaje AC, control de la corriente AC, monitorización de la red, sincronización con la red y detección de la impedancia de línea, ver la Figura 8.

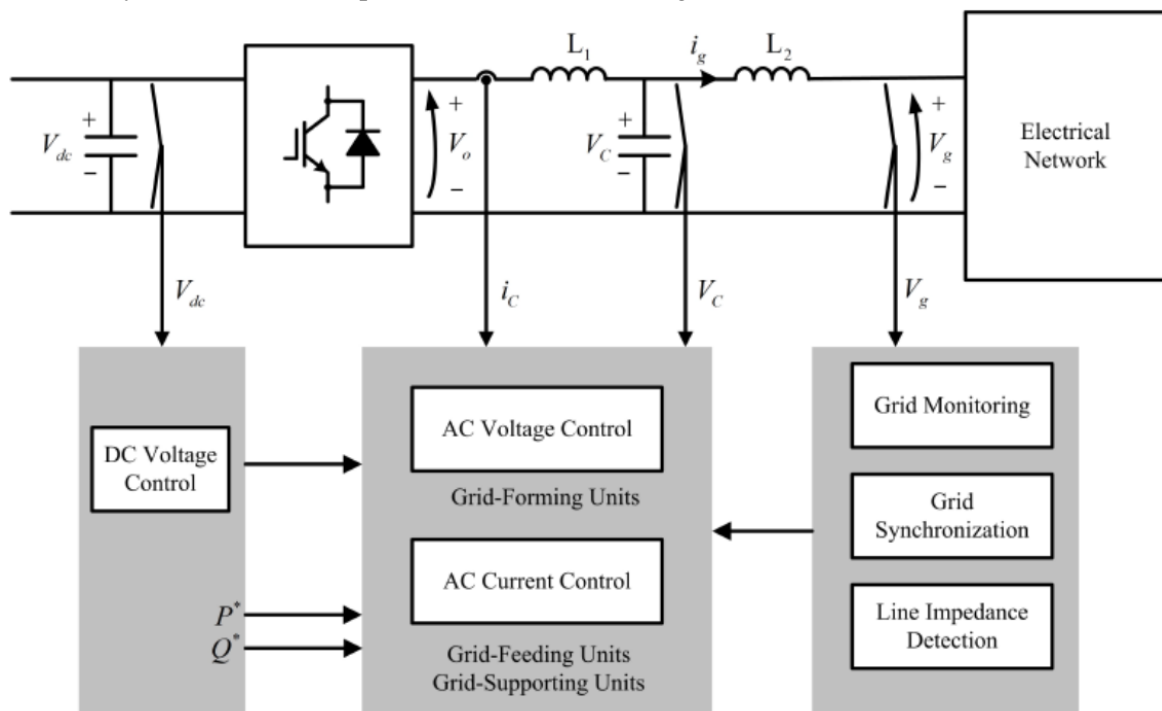


Figura 8. Diagrama de bloques funcional de operación y control para generación distribuida conectada a través de un inversor electrónico, tomado de [Wang et al 2012].

Como formador de red se regula la magnitud de la tensión en el condensador  $V_c$  y su frecuencia con el control de voltaje AC de la Figura 8 ( $C_v$  en la Figura 7 a)). Es usual tener al interior del control de la tensión  $V_c$ , un control esclavo de la AC del convertidor  $i_c$ . Para pasar a operar como alimentador de red fuente de corriente, (Figura 7 b)) se abre el lazo maestro de tensión y se controla el lazo esclavo de corriente para  $i_c$  desde un control cascada de controles para las referencias de potencias  $P^*$  y  $Q^*$  y el control del voltaje  $V_{dc}$ . Similarmente, si la operación es como alimentador de red fuente de tensión, los controles de potencias  $P$  y  $Q$  son los maestros del control esclavo del voltaje AC,  $V_c$ .

Los controles de tensión y corriente se implementan en sistemas de coordenadas  $\alpha\beta$  o  $d-q$  [Rocabert, 2012]. Las corrientes y tensiones trifásicas medidas tienen un sistema fijo de tres coordenadas a  $120^\circ$ ; asumiendo un sistema equilibrado, la suma de las tres variables es nula, lo que permite mediante la transformación de Concordia pasar a un sistema equivalente con coordenadas fijas a  $90^\circ$   $\alpha\beta$ . En



coordenadas  $\alpha$ - $\beta$  las variables son senoidales por lo que los controles de corriente y tensión son del tipo Proporcional-Resonante [Rocabert, 2012]. Esto facilita agregarle en paralelo al control Proporcional-Resonante, filtros resonantes que eliminan armónicos en diferentes frecuencias. Las variables en coordenadas fijas  $\alpha$ - $\beta$  se rotan mediante la transformación de Park a un sistema de coordenadas móviles  $d$ - $q$  que gira a la frecuencia  $\omega$  de la red; en las coordenadas  $d$ - $q$  las variables tienen valores constantes en régimen estacionario por lo que los controladores de corriente y tensión son los clásicos Proporcionales Integrales Derivativos (PID).

Por lo anterior, en la medición de las corrientes y tensiones del lado del convertidor y de la red, se requieren funciones para detectar la frecuencia y fase de la red, típicamente realizada mediante una bucla enclavada en la fase (*Phase-Locked Loop PLL*), realizar las transformaciones de Concordia y/o de Park, y calcular las potencias activa y reactiva.

Al igual que para los generadores sincrónicos, se tiene la función de compensación de la corriente de línea en la medida de la tensión, que se le conoce como ‘impedancia virtual’. Las MRs en baja tensión tienen impedancias de línea con alta resistencia, a diferencia de las redes en alta tensión que son predominantemente inductivas. Con la funciones de monitorización de la red (Figura 8), detección de la impedancia de línea (Figura 3 y Figura 8) y los controles de tensión y corriente AC (Figura 8), se puede agregar una impedancia virtual de forma que el inversor vea una impedancia de línea predominantemente inductiva, y se puedan usar las estrategias clásicas de control primario de caída de los grandes SP, ver la próxima sección. Para los cambios suaves de operación (programados o no) de la MR entre aislada a interconectada y viceversa, se requieren las funciones de monitorización de la red y sincronización de la Figura 8.

### 6.2.3 Flujos de potencia en redes eléctricas

La alimentación de P y Q a la carga, debe repartirse entre los generadores activos en la MR de forma proporcional a su capacidad. Los flujos de P y Q entre nodos de una red eléctrica trifásica son definidos por las diferencias de las magnitudes ( $V_A$ ,  $V_B$ ) y ángulo ( $\delta$ ) (integral de la diferencia de frecuencias) de las tensiones en los nodos, ver el caso de una red de dos nodos con una línea resistivo R inductiva X en la figura Figura 9.

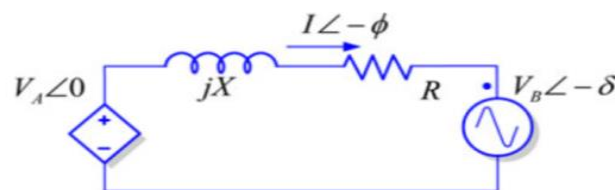


Figura 9. Red eléctrica equivalente de dos nodos.

Los flujos de potencia entregados en el nodo A son [Rocabert, 2012]:

$$P_A = \frac{V_A}{R^2 + X^2} [R(V_A - V_B \cos \delta) + X V_B \sin \delta] \quad (1)$$

$$Q_A = \frac{V_A}{R^2 + X^2} [-R V_B \sin \delta + X(V_A - V_B \cos \delta)] \quad (2)$$

Los flujos son dependientes de la R y X de la línea. La TABLA 1 presenta valores típicos de R y X por km para diferentes niveles de tensión.

TABLA 1. Valores típicos de impedancias de línea, adaptado de [Rocabert, 2012].

Tipo de línea	$R(\Omega/\text{km})$	$X(\Omega/\text{km})$	$R/X$	$R+jX = Z/\theta^\circ$
Baja tensión	0.642	0.083	7.7	$0.647/07.4^\circ$
Media tensión	0.161	0.190	0.85	$0.256/49.7^\circ$
Alta tensión	0.06	0.191	0.31	$0.200/72.6^\circ$

La magnitud de la impedancia de línea por km en las redes de baja tensión utilizadas en las MRs es del orden de tres veces las magnitudes en media y alta tensión; sin embargo, las distancias son mucho menores, llegando a factores de 10, lo que a la postre genera impedancias entre nodos menores, lo cual eleva la sensibilidad de los flujos de potencia con las tensiones, exigiendo más al control.

En los grandes SP se utiliza alta tensión, donde la componente resistiva de la red es despreciable. Asumiendo una operación a bajo ángulo  $\delta$  y con  $R=0$ , las ecuaciones (1) y (2) quedan:

$$P_A \approx \frac{V_A}{X} (V_B \delta) \quad (3)$$

$$Q_A \approx \frac{V_A}{X} (V_A - V_B) \quad (4)$$

Si el equivalente de red es muy fuerte, el nodo B es un barraje infinito con magnitud de tensión y frecuencia constantes, de donde se deriva la estrategia convencional de control de potencia en grandes sistemas: variar la potencia activa  $P_A$  con cambios en la frecuencia que varían el ángulo entre tensiones  $\delta$  y variar la potencia reactiva  $Q_A$  con la magnitud de la tensión en el nodo.

En las MRs a baja tensión, es la reactancia X despreciable; con una operación a bajo ángulo  $\delta$  las ecuaciones (1) y (2) quedan:

$$P_A \approx \frac{V_A}{R} (V_A - V_B) \quad (5)$$

$$Q_A \approx -\frac{V_A}{R} (V_B \delta) \quad (6)$$

La correlación entre variables de control  $\delta$  y  $V_A$  con las controladas  $P_A$  y  $Q_A$  se invierte, dependiendo la potencia activa de la tensión y la reactiva de la frecuencia. Como el número de unidades de generación es mucho menor, no hay un barraje infinito y hay interacción de las potencias con la tensión  $V_B$ .

En media tensión no hay dominancia de X o R y la correlación entre variables de control y controladas las definen las ecuaciones (1) y (2), que corresponden a un sistema no lineal multivariable de dos entradas y dos salidas.

Una estrategia para media y baja tensión es buscar el acoplamiento convencional de (3) y (4) utilizando la impedancia virtual para agregar  $X$  y/o disminuir  $R$ . De lo anterior se observa la importancia de identificar la característica de la línea de transmisión en MRs, función incluida en la figura 7.

#### 6.2.4 Controles de caída

Para una red altamente inductiva, de (3) y (4) se varía la potencia activa  $PA$  con cambios en la frecuencia que varían el ángulo entre tensiones  $\delta$  y se varía la potencia reactiva  $Q$  con la magnitud de la tensión en el nodo:

$$w = w^* - kp(P - P^*) \quad (7)$$

$$V = V^* - kq(Q - Q^*) \quad (8)$$

Las ecuaciones del control de caídas (7) y (8) se implementan en los controladores  $C_w$  y  $C_v$  de los convertidores soportadores de red fuente de corriente en la figura 6. c), o  $CP$  y  $CQ$  de los convertidores soportadores de red fuente de tensión en la Figura 7. d).

Estas ecuaciones generan las características operativas en los planos  $w$ - $P$  y  $V$ - $Q$  de la Figura 10.

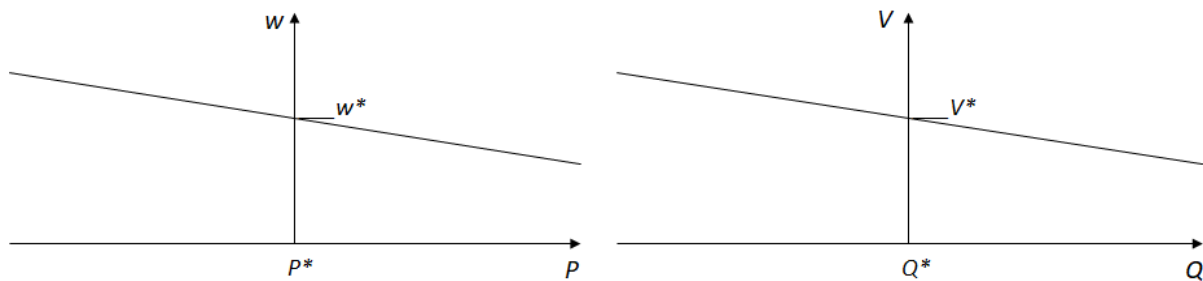


Figura 10. Características de operación de los controles de caída.

En la condición de operación nominal se trabaja en los puntos  $w^*, P^*$  y  $V^*, Q^*$ ; para una caída de frecuencia en la MR debida a incrementos de  $P$  en las cargas, el incremento se reparte entre los generadores conectados en proporción a su capacidad con la pendiente  $kp$ . Similarmente, las caídas de tensión por mayor consumo de reactivos en las cargas se reparten entre los generadores conectados con la pendiente  $kq$ . De esta forma cada unidad responde a las variaciones de las cargas según su capacidad. Por supuesto esta estrategia de control por caídas de frecuencia y tensión genera valores diferentes a los nominales, los que son corregidos en el control secundario.

El control de caídas se ve como la extensión natural desde los SP a las MRs; al no utilizar comunicaciones, aumenta la flexibilidad, modularidad y confiabilidad del sistema. Sin embargo, especial atención se debe dar al reparto de cargas no-lineales, pues este método de reparto se enfoca en el fundamental de las potencias; también a la alta dependencia del reparto con las impedancias de línea y a los bajos desempeños con  $DER$  de generación variable no controlable. Las compensaciones de armónicos, detección de impedancia de línea e impedancia virtual son estrategias que buscan subsanar estos problemas, pero el reparto de potencia en MRs es un campo aún de investigación; para una revisión completa de las diversas estrategias para el reparto de carga en MRs, ver la revisión [Han, 2015].

### 6.3 CONTROL SECUNDARIO

El control secundario se encarga de reducir o eliminar las desviaciones de frecuencia y tensión producto de la acción del control primario en operación en isla. Existen múltiples estrategias de control secundario, agrupadas en estrategias de control centralizado y de control distribuido tal como se indica en la Figura 11, [Khayat et al., 2020].

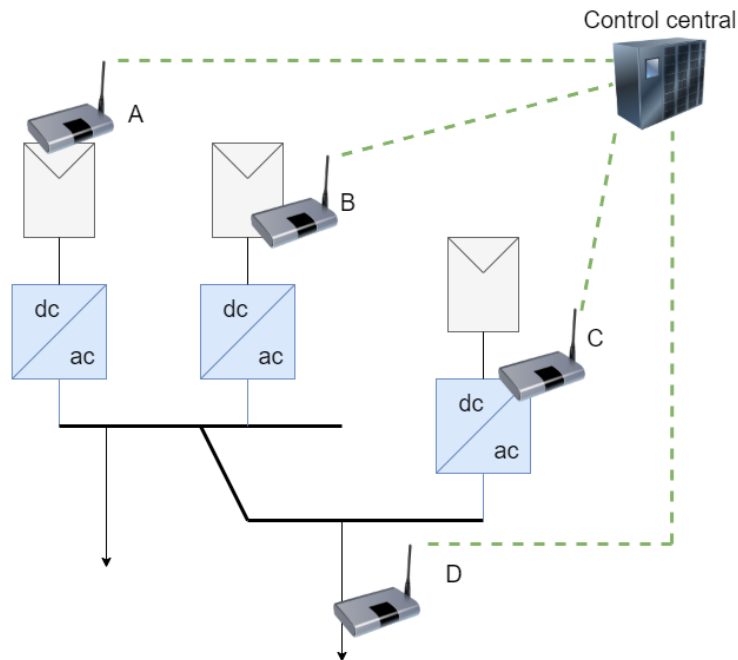


Figura 11. Esquema de un control secundario/terciario centralizado.

Un control secundario centralizado recibe información de cada uno de los elementos distribuidos y genera acciones de control, bien sea mediante estructuras convencionales como controles PI o bien mediante modelos de optimización matemática como es el caso del control predictivo basado en el modelo. La infraestructura de hardware de los controles centralizados puede compartir funcionalidades con los agregadores de carga y los controles de carga de la MR, usados comúnmente en el control terciario. Además, requiere de una infraestructura de comunicaciones bidireccional entre cada componente de la MR y el control central.

Sistemas de control convencional como los controles PI pueden ser usados como esquemas básicos de control secundario. En esta estructura, el controlador central recibe las desviaciones de voltaje y tensión de cada convertidor, enviando una nueva acción basada en un control PI, de forma que se genere un control coordinado. No obstante, estos controles deben recibir información en tiempo real de cada uno de los convertidores los cuales, a su vez, tienen un comportamiento no lineal. Así mismo, se presentan discontinuidades y saturaciones por efecto de límites operativos de cada convertidor, por tal razón su diseño y calibración puede ser más complejo que en el caso convencional. Es importante destacar que un control integral local en cada convertidor puede traer problemas de reparto de carga e inestabilidad en el sistema, como se demostró en [Döfler, 2017]. Por tal razón, tanto los esquemas centralizados como los distribuidos, requieren de una estructura de comunicaciones que permita un control coordinado.

De otro lado, los controles basados en optimización pueden manejar de forma más natural tanto el comportamiento no lineal de los convertidores como sus límites operativos. Estos últimos entran en el modelo como restricciones, por ejemplo, la potencia disponible puede estar representada por una restricción de desigualdad de la forma  $p_{min} < P < p_{max}$ . Los controles centralizados basados en optimización pueden además incluir otras funcionalidades tales como compensación de armónicos o reducción de desbalance y eliminación de la secuencia cero. Estas funcionalidades mejoran las condiciones de calidad de la energía sin necesidad de invertir en nuevos componentes tales como filtros activos. En todos estos esquemas, el uso de modelos matemáticos de optimización es clave para aumentar la eficiencia del sistema sin poner en riesgo otras variables operativas. Es por ello que se requiere desarrollar metodologías de optimización matemática que funcionen en tiempo real y que puedan implementarse en dispositivos de control diferentes de un computador convencional. En [Rios, 2020] se presenta un control centralizado basado en optimización convexa el cual tiene en cuenta las variaciones de frecuencia y las restricciones de capacidad del sistema y los recursos distribuidos, tal como se indica en la Figura 12.

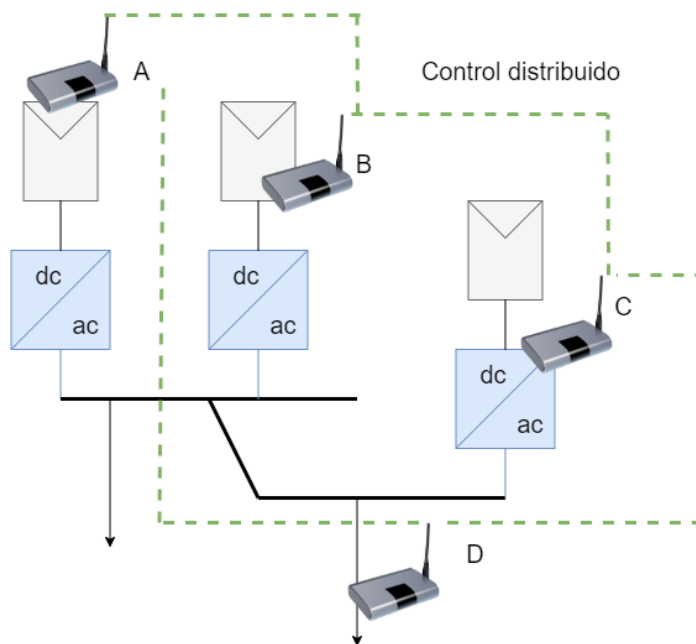


Figura 12. Estructura de un control secundario/terciario distribuido.

Los controles distribuidos (ver Figura 12) pueden diseñarse de varias formas, incluyendo controles basados en consenso y controles basados en optimización distribuida. En estas estructuras, cada convertidor se comunica con los demás convertidores generando una acción de control distribuida sin ningún elemento centralizado. Las comunicaciones se pueden dar entre todos los convertidores o bien entre convertidores “vecinos”, de tal forma que se genera un grafo de comunicaciones el cual puede ser variable. Esto significa que en un momento de la operación, el convertidor A se comunica con los elementos B y D, pero en otro momento se comunica con el elemento C. El control garantiza llevar la frecuencia y la tensión a sus valores deseados siempre que existan suficientes recursos de generación y además que la estructura del grafo sea conectada, es decir, que no se produzcan islas de comunicaciones.

Los controles distribuidos son claramente más robustos que los controles centralizados, ya que una falla en un canal de comunicaciones no pone en peligro la estabilidad de todo el sistema. Además, los

controles distribuidos son mucho más escalables al no requerir un cambio ostensible en la estructura del control cuando entra o sale un elemento.

Las comunicaciones desempeñan un papel crítico en el diseño de todos estos controles. Los retrasos en las señales de medida y control, así como las fallas y pérdida de información pueden afectar el desempeño de los controles y la estabilidad misma de la MR. Los ciberataques también pueden ser una fuente de preocupación a la hora de evaluar cada uno de estos controles. El uso de simulación en tiempo real es clave para evaluar su desempeño [Vijay et al., 2017].

Un último aspecto a tener en cuenta es que, aunque los convertidores electrónicos de potencia responden rápido, estos pueden ser sensibles a los cambios de carga debido a la falta de inercia. Es por ello que el problema de estabilidad del sistema debe ser adecuadamente identificado como se mostrará más adelante.

#### 6.4 CONTROL TERCIARIO

El control terciario está encargado de optimizar la operación del sistema teniendo en cuenta restricciones operativas de la red. Su estructura está estrechamente relacionada con esquemas de gestión de la generación/demanda, algoritmos de *V2G (vehicle to grid)* y plantas de potencia virtual. Desde el punto de vista matemático, el control terciario tiene la estructura del problema del flujo de carga óptimo u OPF por sus siglas en inglés (Optimal Power Flow). El problema es clásico en la literatura de SP, pero ha tenido un resurgimiento debido a las implicaciones prácticas en MRs y sistemas de distribución inteligentes (ver [Molzahn and Hiskens, 2019] para una revisión completa de los modelos matemáticos usados). El modelo matemático genérico es el siguiente:

$$\begin{aligned} \min C(P, Q) \\ P, Q &= f(V, \delta) \\ p_{min} &\leq P \leq p_{max} \\ q_{min} &\leq Q \leq q_{max} \\ v_{min} &\leq V \leq v_{max} \end{aligned} \quad (9)$$

en donde  $C$  representa una función de costos o pérdidas, las potencias  $P$  y  $Q$  dependen de las tensiones  $V$  y el ángulo de las tensiones  $\delta$  mediante las ecuaciones de flujo de carga  $f(V, \delta)$ .

Este modelo se puede complementar para incluir los efectos de elementos almacenadores de energía, sistemas de gestión del lado de la demanda entre otros. La principal dificultad de este modelo está en las ecuaciones de flujo de carga las cuales son de tipo no-lineal/no-convexo. Por lo tanto, se requiere del uso de simplificaciones que permitan encontrar un óptimo global y que garanticen convergencia de los algoritmos, los cuales deben diseñarse para operación en tiempo real. Esto supone retos desde el punto de vista matemático, de modelado y computacional. Es importante destacar que las aproximaciones convencionales tales como el flujo de carga DC, no son válidas en el caso de las MRs, ya que la relación  $R/X$  es diferente a baja tensión [Ramirez, 2020].

El control terciario puede además interactuar con otras capas de control a nivel del sistema de potencia. Por ejemplo con el control automático de carga de los vehículos eléctricos en las estrategias vehicle to

grid (V2G) (vehículo a la red) [Quinatoa 2018]. Igualmente, se pueden incluir estrategias de planta de potencia virtual [Valencia 2018].

## **7. ESTABILIDAD EN MICRORREDES**

Los problemas de estabilidad en MRs son diferentes a los problemas comunes en SP, debido a que se trata de redes de menor tamaño con características claramente diferenciadas. Los SP son altamente inductivos, con un comportamiento dinámico fuertemente relacionado con la máquina síncrona y en particular, con el efecto de inercia que éstas le proporcionan al sistema [Gil, 2019]. Las MRs en cambio, pueden llegar a ser altamente resistivas con un comportamiento dinámico relacionado con el control de los convertidores electrónicos de potencia, un elemento que no genera este efecto de inercia de forma natural. Este hecho, aunado con el bajo nivel de cortocircuito, pueden hacer que un cambio típico en la configuración del sistema, como el arranque de un motor o la parada de un generador diesel, puede generar fuertes variaciones de tensión y frecuencia. Esto hace que algunas aproximaciones usuales en SP dejen de ser válidas en MRs [Montoya 2019].

De otro lado, la clasificación de los problemas de estabilidad es diferente. Mientras la estabilidad en SP se suele clasificar con respecto a la variable de interés (estabilidad de tensión o estabilidad angular), en las MRs se suele clasificar los problemas de acuerdo al tipo de componente (máquina o convertidor) y de acuerdo al balance de potencia activa y reactiva (desviaciones de voltaje y desviaciones de frecuencia). Los estudios de estabilidad de tensión en SP no son equivalentes a los estudios de desviaciones de voltaje en MRs, pues mientras que los primeros se refieren a fenómenos de estado estacionario que pueden desencadenar un colapso de tensión, los segundos son fenómenos transitorios relacionados con el control primario, (ver [Farrokhhabadi et al, 2020] para una completa clasificación de los problemas de estabilidad en MRs AC).

En el caso de la MR interconectada, la red impone la frecuencia por lo que el estudio de la estabilidad está principalmente asociado al convertidor electrónico de potencia y su capacidad para sincronizarse a la red. Para ello se deben diseñar cuidadosamente los parámetros asociados a los lazos de control de corriente, así como la bucla enclavada en fase, la cual debe ser robusta a cambios de frecuencia y a la presencia de armónicos en la red [Gazca, 2019]. El caso de la MR en isla es mucho más complejo pues requiere el estudio de la interacción entre los componentes. El control primario es quizás la etapa más importante del control jerárquico en cuanto a la estabilidad. Los estudios de estabilidad deben considerar por ejemplo la disponibilidad de reserva estática, así como la definición adecuada de las constantes asociadas al control primario de tal forma que se garantice estabilidad y reparto de potencia entre los diferentes elementos distribuidos.

La estabilidad de pequeña señal, así como el análisis de flujo de carga debe ser adaptado al caso de las MRs, pues los programas comerciales existentes presentan modelos orientados a SP o bien a casos genéricos de MRs. Un análisis modal se puede ejecutar si se tiene información detallada de los controles internos en cada convertidor. La estabilidad del sistema está estrechamente relacionada con estos controles como se demostró en [Garcés, 2020]. Es por ello importante ver a los convertidores no como cajas negras sino como elementos dinámicos que interactúan con la red [Bravo, 2020].

La falta de inercia en una red dominada por convertidores electrónicos de potencia puede generar problemas de estabilidad frente a cambios bruscos de carga o frente a transitorios fuertes como cortocircuitos o salida de componentes. Para solucionar estos problemas se puede recurrir a los sistemas de máquina síncrona virtual [D'Arco et al, 2015]. Una máquina síncrona virtual es un convertidor electrónico, usualmente conectado a un elemento almacenador de energía, el cual presenta un control que emula el comportamiento de una máquina síncrona; para ello utiliza el elemento almacenador de energía el cual hace las veces de inercia virtual.

## 7.1 ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN LA CONEXIÓN DE MICRORREDES

Un estudio de conexión es deseable si se quiere garantizar una operación adecuada de la MR, especialmente si ésta incluye varios recursos distribuidos; para ello se requiere de un análisis de flujo de carga y cortocircuito que considere la operación en isla. En tal caso se carece de nodo slack y por lo tanto el flujo de carga debe considerar el efecto del control primario sobre las potencias y la frecuencia. La variabilidad del recurso primario implica que debe hacerse este estudio para diferentes escenarios de generación y demanda [Bravo, 2019].

Una adecuada sincronización del control primario es clave para garantizar la estabilidad de la MR cuando opera en modo isla. Esta calibración se debe hacer sobre los convertidores formadores de red, pero las simulaciones dinámicas deben incluir también a los convertidores alimentadores de red [Chung, 2010]. Aunque existen diferentes tecnologías de convertidores formadores de red, tales como las máquinas síncronas virtuales y los controles de caída, estos son equivalentes desde el punto de vista de pequeña señal por lo que el proceso de calibración se puede hacer basado en la constante de tiempo del control y el valor de la constante proporcional [D'Arco, 2014]. Un ejemplo de un estudio transitorio asociado a una MR operando en modo isla se presenta en la Figura 13.

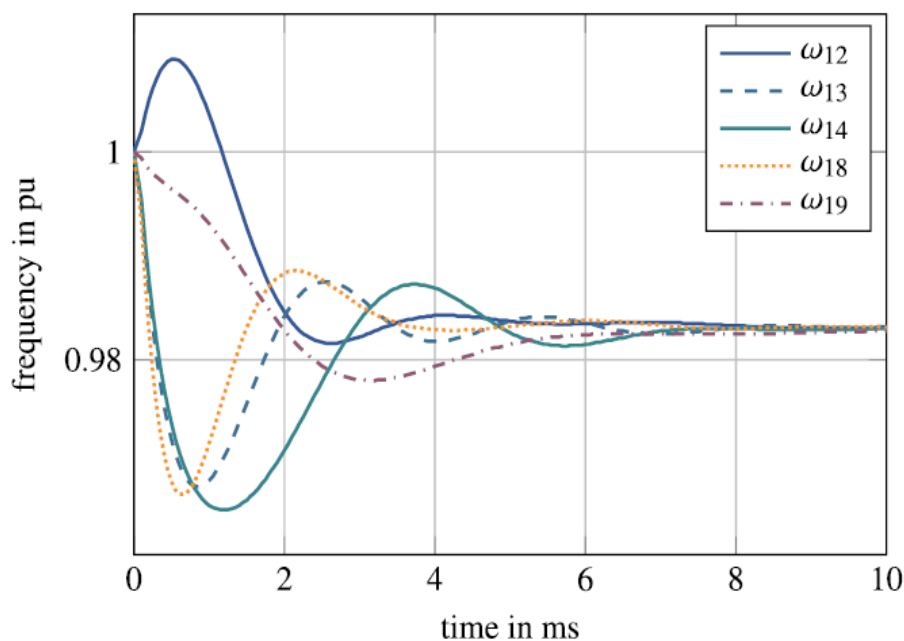




Figura 13. Respuesta de la frecuencia para una MR con varios convertidores formadores de red, cuando el sistema pasa de forma interconectada a modo isla. El control primario produce una caída en la frecuencia, pero el sistema se mantiene estable. Tomado de [Garcés A. 2020].

Este tipo de estudios se pueden realizar en programas de simulación dinámica, así como en las nuevas tecnologías de simulación en tiempo real como: OPAL-RT, RTDS, ETAP-RT, donde la validación en lazo cerrado y el uso del modelo matemático es clave para un adecuado comisionamiento de los sistemas antes de su puesta en marcha [Gómez-Luna, 2018], [Gómez-Luna, 2019], [Salcedo, 2019].

Un análisis de estabilidad de pequeña señal es necesario para identificar las interacciones dinámicas entre los convertidores, lo cual es más relevante a medida que la MR incluya más recursos distribuidos y más de un convertidor formador de red [Garcés A. 2020]. El caso de una MR con un solo convertidor formador de red es más simple ya que la estabilidad depende de la capacidad de este convertidor para mantener la frecuencia. No obstante, esta opción puede ser más costosa ya que implica un solo elemento lo suficiente fuerte para mantener estable al sistema [Hirsch, 2018].

Los estudios de estabilidad de tensión son menos comunes en MRs, debido a que los convertidores suelen operar a factor de potencia unitario y a que la red tiene una alta relación R/X. Por lo tanto, el fenómeno de colapso de tensión generado por el déficit de potencia reactiva es menos probable [Farrokhhabadi et al, 2020]. No obstante, cada MR es un caso específico y se debe analizar la necesidad o no de este tipo de estudio.

## **8. COMUNICACIONES, TECNOLOGÍAS Y VALIDACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL**

Desde el inicio de un proyecto de MRs se deben definir claramente los criterios y políticas sobre los niveles de control, definiendo las características que permitan una interoperabilidad entre los controles de niveles 1, 2 y 3, los cuales permiten que aunque se tengan sistemas de diferentes fabricantes, todos ellos puedan interactuar entre sí; para tal fin debe pensarse en los tiempos críticos, que tipos de modelos matemáticos debe correr cada equipo, que variables debe manejar cada controlador, cuáles son sus referencias, entre otros; también saber el tiempo de procesamiento óptimo y definir los protocolos de comunicación que permitan el intercambio de información en tiempos necesarios para cada fenómeno controlado.

Al final, este tipo de políticas le permitirá a las utilities tener la entera confianza que, ante cualquier nuevo proyecto, sea quien sea que diseñe y construya sus redes, se garantiza un sistema abierto, interoperable y confiable.

### **8.1 SISTEMA DE CONTROL BASADO EN EL MODELO MATEMÁTICO**

Un enfoque basado en el modelo matemático permite que el controlador de la MR maneje de manera fácil y efectiva cualquier tipo de MR; así, cuando la configuración del sistema cambia dinámicamente, el controlador puede determinar cuáles dispositivos están operando en un determinado momento y

cuanta potencia están generando, consumiendo o cuánta reserva tiene disponible, a fin de desconectar o conectar los elementos para encontrar el balance óptimo de operación del sistema.

En sistemas de distribución por ejemplo, el controlador ante la falla de un alimentador, puede cambiar dinámicamente, moviendo parte de la carga de un alimentador a otro alimentador para restaurar la energía después de la eliminación de la falla.

El enfoque basado en el modelo matemático como se plantea en algunas soluciones tecnológicas permite el control predictivo para mejorar o lograr cierta funcionalidad de control requerida. En esta solución, el software de análisis de sistemas eléctricos simula el modelo de la MR que se ajusta continuamente utilizando mediciones en tiempo real y basado en esta información realiza varios análisis, tales como flujo de carga, estabilidad transitoria, análisis de armónicos, para diferentes escenarios hipotéticos solicitados por el mismo controlador de la MR, tal como se indica en la Figura 14.

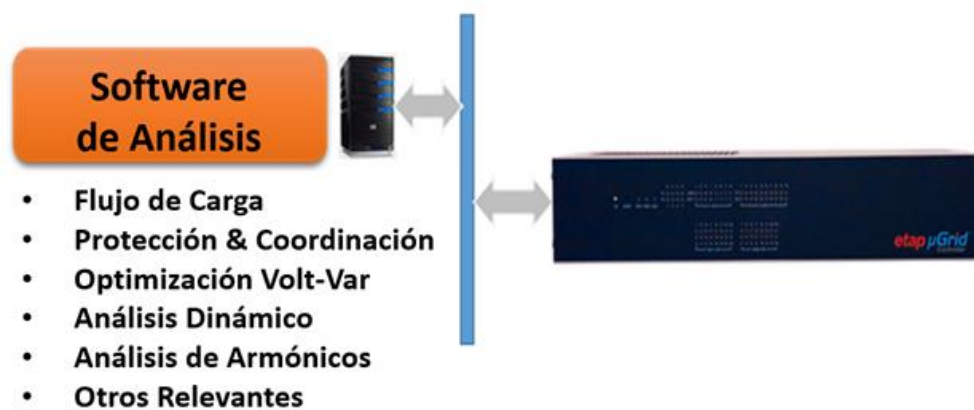


Figura 14. Interacción entre el controlador y el modelo matemático de la MR [ETAP, 2020].

## 8.2 DESARROLLO DE LÓGICAS DE CONTROL Y PLATAFORMAS DE PRUEBA

Dada las dinámicas de control que tiene una MR y ante las necesidades muy especiales en las que las funciones integradas del controlador de MR no pueda cumplir directamente con el rendimiento requerido, se debe tener la posibilidad de crear una propia lógica utilizando una aplicación de software de modelo gráfico definido por el usuario, que permita crear modelos avanzados de control y se integre con cada uno de los controles de más bajo nivel, tal como se indica en la Figura 15.

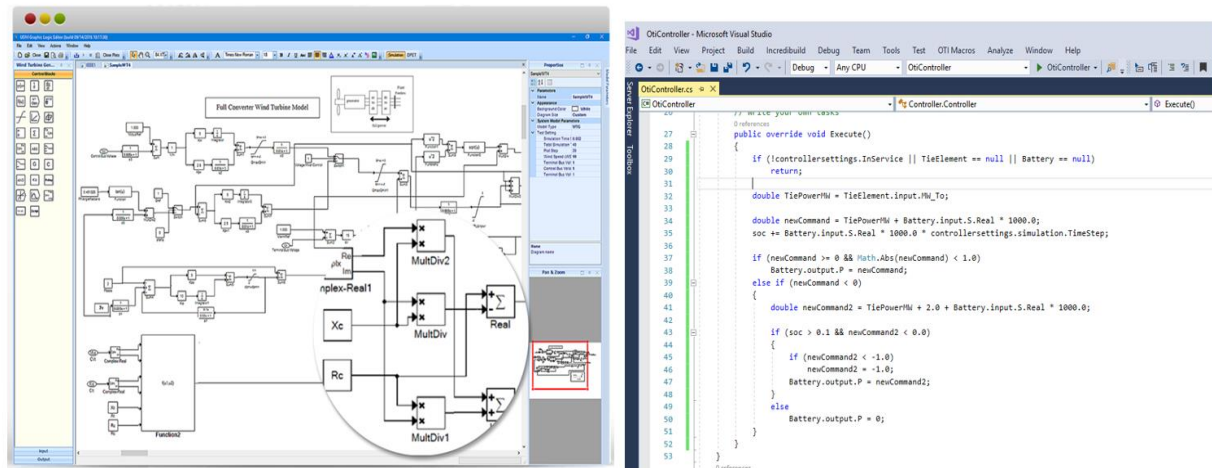


Figura 15. Desarrollo de las lógicas de control [ETAP, 2020].

### 8.3 ESCALABILIDAD DEL CONTROL: SISTEMA DE CONTROL DE MÚLTIPLES MICRORREDES

En aplicaciones de distribución o en casos donde varias MRs residen muy cerca mientras interactúan dinámicamente, se debe tener una solución de sistema de control de múltiples MRs. Cada alimentador de distribución o MR debe estar equipado con un controlador de MR. Cada grupo de MRs que están conectadas a través de interruptores se comunican con un Controlador Central Autónomo de MRs (CAMC). EL CAMC es responsable de proporcionar un control de supervisión de nivel superior, así como la coordinación de los controladores de MR conectados. El CAMC también es responsable de interactuar con el sistema de gestión de distribución (DMS) para lograr objetivos de control agregados mientras distribuye las acciones entre los alimentadores controlados. El CAMC también debe tener comunicación con el Servidor de Tiempo Real para proporcionar análisis predictivo y control para sus correspondientes controladores de MR. Esta solución se vuelve muy efectiva para aplicaciones de distribución donde se requiere optimización de V-Q, optimización de conmutación y localización de fallas, aislamiento y restauración óptima del servicio, tal como se indica en la Figura 16.

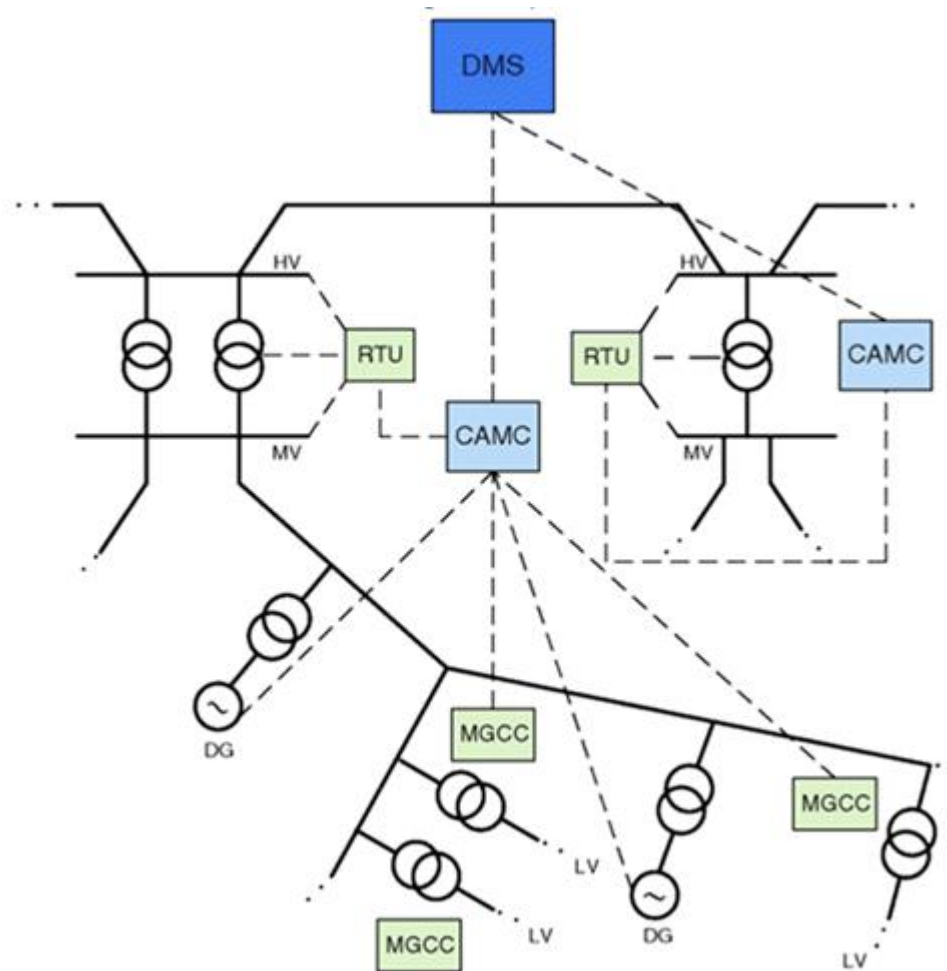


Figura 16. Sistema de Control para múltiples MRs [Etap, 2020].

Tal como se indica en la figura 15, el sistema de control de la MR se debe a un trabajo en conjunto de todos sus elementos activos, es decir, los esquemas de comunicación entre inversores, protecciones, fuentes de generación distribuida y en algunos casos almacenamiento, entre otros. Todos estos elementos mencionados anteriormente deben operar de la manera más adecuada posible, para poder brindarle estabilidad a la MR. Además, que la sinergia de estos elementos, le proporcionan a la MR una operación adecuada, independientemente del modo donde se encuentre operando. Este sistema de control permite a la MR ser autónoma, es decir, la hace inteligente.

#### 8.4 RECOMENDACIONES PARA LA SELECCIÓN ADECUADA DE LA TECNOLOGÍA DE CONTROL EN MICRORREDES

La estrategia de control de MRs y las funciones de control asociadas dependen en gran medida del tipo de MR y sus activos, clasificaciones/tamaños, convenciones de operación y requisitos de confiabilidad. Un enfoque es programar un controlador genérico ofrecido por algunos proveedores para cumplir parcialmente con los requisitos de la MR. Este enfoque ofrece flexibilidad para lograr funcionalidades de control específicas; sin embargo, tiene varias limitaciones, ya que la capacidad de programación de un controlador genérico puede estar limitada en cierta medida. Además, este enfoque requiere un gran esfuerzo de ingeniería experta para desarrollar/mejorar y probar funciones de control

nuevas/desarrolladas anteriormente para cada proyecto de la MR. Este enfoque limita la funcionalidad del controlador de la MR a las funciones del control secundario y puede no ser adecuado para implementar funciones de control terciario como el despacho económico.

Otro enfoque es desarrollar un controlador de MR genérico con funcionalidades predefinidas. Por lo general, las fuentes de las MRs, las cargas y el almacenamiento de energía dentro de este tipo de controladores están definidos por el usuario. En este enfoque, el tipo de restricciones de recursos y el objetivo general de control son parte de funcionalidades predefinidas. El principal inconveniente de este enfoque es que cualquier nuevo requisito o funcionalidad que no sea compatible con las funciones de control existentes puede no lograrse sin un desarrollo adicional del producto.

Para algunos casos, si el controlador de la MR no admite cargas controlables, el soporte de dichos activos requiere mejorar la lógica/firmware del controlador y el software. Además, un controlador de MR genérico se vuelve menos óptimo para diversos requisitos funcionales.

Es por ello de vital importancia que en la etapa de estudio de factibilidad de cualquier proyecto de MRs, se determine el tamaño óptimo de los recursos de energía renovable, así como el sistema de almacenamiento de energía. La función de despacho económico, junto con el algoritmo de pronóstico empleado dentro del controlador, juegan un papel importante en la determinación de los beneficios económicos de la MR. Para el caso de un controlador de MR genérico, típicamente el modelo del controlador no está disponible dentro de un software de simulación y análisis de SP. Por lo tanto, no es posible realizar correctamente un estudio de viabilidad a menos que el proveedor del controlador de MR lo realice.

Por otro lado, es aconsejable que la herramienta de análisis del sistema de potencia seleccionada, tenga la capacidad de modelar y simular los sistemas de control de MRs en el dominio del tiempo.

## **8.5 VENTAJAS DE LA JERARQUÍA Y LOS SISTEMAS DE CONTROL EN LAS MICRORREDES**

El sistema de control trae muchos beneficios, como, por ejemplo:

- Integrar generación distribuida con un sistema de generación convencional [Bower et al., 2014].
- Equilibrio entre consumo y generación [Bower et al., 2014].
- Venta de energía eléctrica a la red de distribución, es decir, que el consumidor se convierta en prosumidor [Bower et al., 2014].
- Aumentar la estabilidad de la microrred al proporcionar un mejor control en tiempo real de los DER [IEEE Std 2030.7-2017].
- Control de perfil de tensión [IEEE Std 2030.7-2017].
- Control de frecuencia en modo isla [IEEE Std 2030.7-2017].
- Permite que el desequilibrio de fase y la distorsión armónica, estén dentro de los límites deseables [IEEE Std 2030.7-2017].
- El SCMR puede desempeñar el papel de supervisor de la MR [IEEE Std 2030.7-2017].

## 8.6 COMUNICACIONES EN LAS MICRORREDES DE ACUERDO CON LA NORMATIVA

Uno de los factores claves dentro del sistema de control de las MRs son las comunicaciones [Gaona, 2014], dado que permiten configurar cada uno de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) cuando la MR cambia de estado, balancear la generación y el consumo y en caso que esté conectada a la red, pueda permitir la desconexión deseada o indeseada, es decir, la comunicación con cada uno de los componentes de la MR es fundamental para una correcta operación.

El sistema de control de una MR usa diferentes tipos de comunicaciones para realizar la adecuada información entre todos los IEDs. Teniendo en cuenta los requisitos de interconexión, el sistema de potencia tiene la posibilidad de controlar de forma remota la conexión o desconexión de la MR [IEEE Std 2030.9-2019].

El sistema de comunicaciones debe aportar confiabilidad a la MR y además el tiempo de funcionamiento debe ser rápido, porque la ejecución de funciones es en tiempo real. El diseño de este sistema debe tener en cuenta aspectos como, nivel de tensión, tipo de MR y los modos de operación [IEEE Std 2030.9-2019].

Los métodos de comunicación recomendados para las diferentes capas dentro de la MR son los siguientes [IEEE Std 2030.9-2019]:

- a) De acuerdo a la escala de la MR, en la capa local se puede usar el propio protocolo de comunicación del equipo, como RS485, Ethernet industrial, fibra óptica o transmisión inalámbrica.
- b) Debido a que la comunicación en la parte de las protecciones debe ser de alta velocidad, se recomienda la comunicación de red dual, mientras que la parte de control puede usar una sola red para transmitir los mensajes.
- c) La capa de control centralizado debe tener una fuerte capacidad de transmisión de datos y una buena calidad de transmisión. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se recomienda usar la tecnología PTN (Packet Transport Network), el protocolo IEC 61850-9-2+GOOSE, estas tecnologías son comunicaciones para largas distancias y de gran capacidad.
- d) El control óptimo y la comunicación de la capa de monitoreo deben considerar la demanda del objeto de control, el objetivo y la velocidad. Se recomienda utilizar una única red Ethernet y además que sea rápida.
- e) Las funciones especiales de ciertos dispositivos deben considerarse por separado. Por ejemplo, el gran volumen de datos debido a la grabación de la monitorización de fallas y la calidad de la energía; se recomienda usar una red por separado y comunicarse con el sistema de monitorización en segundo plano a través de un servidor. Se debe establecer un firewall (protección) para el acceso al sistema de energía inteligente, al sistema de carga de vehículo eléctrico y para la estación central que hace el análisis del sistema de datos meteorológicos.

- f) Al diseñar el método de comunicación entre la MR y el sistema de potencia, se debe tener en cuenta que este sistema de potencia solo necesita monitorizar y controlar el interruptor del PDI, sin que haya la necesidad de involucrar en el sistema interno de la MR. Teniendo en cuenta este aspecto, se puede adoptar el modo de comunicación inalámbrica, incluidas la GPRS (General Packet Radio Service), redes inalámbricas como CDMA (Code Division Multiple Access) y LTE (Long Term Evolution). Sin embargo cuando el centro de control de nivel superior necesite realizar un control u operación remota dentro del sistema interno de la MR, se recomienda una red privada cableada, como cable de par trenzado, fibra óptica y EPON, entre otros. Esto ayudará a garantizar la seguridad de la MR.
- g) Finalmente, para el protocolo de comunicación entre la MR y el centro de control de nivel superior se recomienda usar, DNP3, IEC-60870-5-101, 104, o la parte correspondiente al estándar IEC 61850 con el fin de lograr una adecuada interoperabilidad de la MR.

## **8.7 AMBIENTES DE SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA VALIDACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE UNA MICRORED (GEMELO DIGITAL)**

Dado que los sistemas de control deben cumplir con los requisitos de operación de acuerdo a lo que plantea la normatividad al momento del comisionamiento, se mencionan las diferentes pruebas que se recomiendan en la IEEE 2030.8-2018. Las pruebas realizadas se hacen para verificar el funcionamiento de las funciones centrales mencionadas en la sección 2, las de transición y despacho. El enfoque de prueba propuesto para el sistema de control de la MR incluye los siguientes elementos y pasos [IEEE Std 2030.8-2018]:

- a) Definir escenarios de pruebas que permitan probar las funciones centrales en condiciones bien definidas y representativas.
- b) Definir medidas de rendimiento que consideren las normas aplicables existentes relacionadas con los sistemas de distribución eléctrica, los requisitos aplicables de la red de distribución y los códigos de red, y las técnicas de medición e instrumentación relevantes y aplicables.
- c) Definir el entorno de prueba que va desde un entorno completamente simulado hasta equipos instalados en el campo. Un entorno de simulación aceptable es un entorno de simulación en tiempo real con un hardware-in-the-loop (HIL), el cual es un enfoque para probar todos los elementos del MicroGrid Control System (MGCS) [Gómez-Luna, 2019].

Las pruebas se clasifican, en estado estacionario, conectado a la red, en isla, y durante las transiciones [IEEE Std 2030.8-2018]. Las pruebas de despacho incluyen un conjunto de escenarios que reflejan tanto el funcionamiento normal, como en condiciones de contingencia [IEEE Std 2030.8-2018]. Para las pruebas conectadas a la red, el interruptor en el PDI está cerrado y en modo isla implica que el interruptor en el PDI está abierto tal como se indica en la Figura 17.

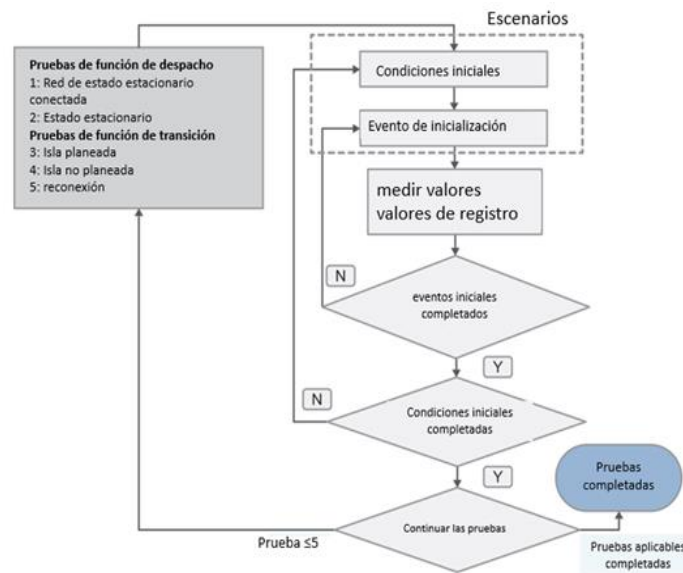


Figura 17. Diagrama de flujo conceptual para las pruebas de funciones centrales. Adaptado de [IEEE Std 2030.8-2018].

La Figura 17, muestra el diagrama conceptual para probar las funciones centrales del MGCS, además se debe cumplir como mínimo con las pruebas mencionadas en la IEEE Std 2030.8-2018.

La tabla 2, muestra cómo debe ser el mecanismo del cumplimiento de las Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT) y en Sitio, las cuales deben ser realizadas en conjunto por el propietario/operador de la MR y la empresa prestadora de servicio. La conexión a la infraestructura de la empresa de servicios públicos, generalmente debe estar de acuerdo con las normas aplicables. Teniendo en cuenta estos aspectos, se puede decir que existen algunos laboratorios a nivel nacional que pueden llevar a cabo este tipo de servicios donde garantizan tanto al propietario como al operador de la MR, los servicios de certificación de todo el MGCS [IEEE Std 2030.8-2018].

TABLA 2. Preguntas y actores responsables en las pruebas. Adaptado de [IEEE Std 2030.8-2018].

No	Pregunta	Pruebas de campo SAT	Pruebas FAT	Pruebas Tipo
1	¿Quién da la conformidad de las pruebas?	MGO y Empresa prestadora de servicio	Proveedor	Laboratorio
2	¿Quién acepta los resultados de conformidad?	MGO y Empresa prestadora de servicio	Proveedor y MGO	Proveedor
3	¿Con qué están cumpliendo?	IEEE 2030.8 requisitos de pruebas funcionales, recopilación de datos, medidas y otros requisitos especificados		
4	¿Cómo se realiza las pruebas de conformidad?	Escenarios IEEE 2030.8		
5	¿Cuáles son las pruebas de rutina?	Depende del contrato	N/A	N/A
6	¿Cuándo se logra el cumplimiento?	Los requisitos de prueba funcional IEEE 2030.8, la recopilación de datos, las métricas y cualquier otro requisito especificado, deberá ser documentado y aprobado		
7	¿Cuándo se deben volver hacer las pruebas?	Ante cualquier cambio de diseño importante en la microrred	N/A	N/A
8	¿Dónde se logra el cumplimiento?	Campo	Laboratorio	
9	¿Cuáles son los requisitos que se deben llevar a cabo?	Según IEEE Std. 2030.8, los datos que se recopilarán para cualquier cambio de estado en PDI o DER		



Las FAT de los MGCS, generalmente usan simulación en tiempo real bajo el esquema HIL, es decir que son pruebas realizadas en un entorno de laboratorio de tiempo real antes de que se ponga en servicio la MR [IEEE Std 2030.8-2018].

La prueba de exactitud (fidelidad) utilizando el banco de pruebas del sistema de potencia (alimentación), hace referencia a la precisión entre las pruebas realizadas en un laboratorio, comparadas con el comportamiento real del equipo desplegado en campo, incluida su interfaz de comunicaciones y sus latencias [IEEE Std 2030.8-2018].

Los bancos de pruebas que utilizan una combinación de equipos reales y simulados, o exclusivamente los controladores y equipos reales suministrados por el proveedor, son los bancos de pruebas con mayor exactitud [IEEE Std 2030.8-2018].

La cobertura de pruebas hace referencia a una medida, la cual dice qué tanto se examina un sistema con las pruebas bajo algún criterio. Si bien todos los bancos de pruebas pueden manejar condiciones de estado estable, es más difícil probar fallas y protección, resincronización y reconexión, y otras situaciones que requieren controles de respuesta rápida en el sistema real. Por ello son esenciales los bancos de pruebas que operan a voltajes y niveles de potencia controlados, emulando el sistema real (gemelo digital), tal como se presenta en la Figura 18 [IEEE Std 2030.8-2018], [Gómez-Luna, 2018], [Gómez-Luna, 2019].

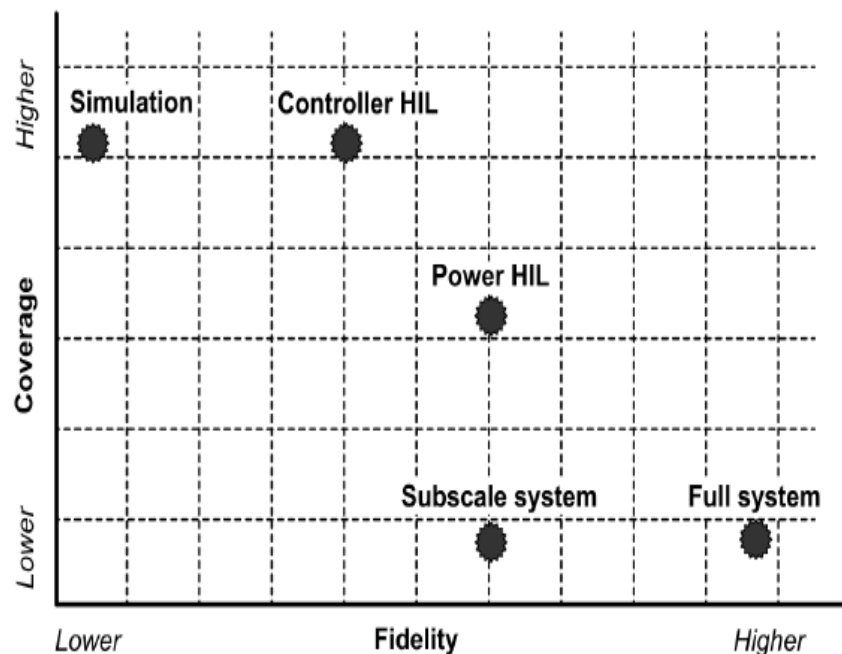


Figura 18. Comparación entre tipos de bancos de pruebas de potencia y la fidelidad del sistema [IEEE Std 2030.8-2018].

## 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ Las MRs eléctricas de AC se han perfilado en los últimos años como una estructura de red eléctrica que interconecta DER con diferentes tipos de cargas, bajo un único sistema de control que permite una operación confiable, con calidad y menos pérdidas de energía; la integración de FNCER, permite disminuir las emisiones de fuentes de energía fósiles, atender la demanda en ZNI y de ser el caso soportar la red de distribución, permitiendo nuevos modelos de negocio de energía. Colombia no ha sido ajena a ésta tendencia internacional, como lo evidencian las diferentes iniciativas y reglamentaciones en pos del desarrollo de MRs en el país.
- ❖ A pesar de ser las MRs sistemas eléctricos mucho más pequeños que los tradicionales SP, tienen complejidad para su operación y control. Se requiere cumplir con las funciones básicas de control para suministrar energía eléctrica, como la regulación estable de frecuencia y de las tensiones en los nodos, con un adecuado reparto de potencia entre las fuentes de generación disponibles; para ésto último, se debe considerar la operación interconectada o aislada del SP, de donde se tienen dos funciones de control centrales: el despacho de unidades de generación para balancear la generación con la carga y atender si es del caso, compra o venta de energía desde el sistema de potencia, y la función de transición entre la operación aislada o interconectada. Para atender los requerimientos funcionales de control, en las MRs de AC se ha adoptado el control jerárquico utilizado en los SP.
- ❖ La gestión de energía entre cargas y DER requiere el uso de convertidores electrónicos de potencia con diferentes topologías, siendo el VSI el convertidor fronterero entre la MR y los elementos de DER. Los convertidores electrónicos de potencia son un elemento común en la GD, llegando a participar con el 20% al 40% del costo total de una instalación dependiendo del tipo de fuente de generación, y la confiabilidad de todo el sistema se ve fuertemente impactada por la confiabilidad de estas interfaces de electrónica de potencia. Surgen entonces desafíos claves para el desarrollo de las interfaces de electrónica de potencia en MRs eléctricas, tales como la estandarización e interoperabilidad entre los diferentes convertidores electrónicos de potencia utilizados en una instalación, y el uso de dispositivos modulares y escalables, tecnología que es denominada PEBB.
- ❖ Los convertidores electrónicos, inyectan potencia a través de la conmutación de sus dispositivos, lo que inyecta armónicos a la red; varias estrategias buscan mitigar esto, aprovechando la flexibilidad de su control y de organizar diversas arquitecturas de convertidores, como usar la PWM, el control resonante o utilizar convertidores multinivel. Por otro lado, también se pueden usar arquitecturas de cuatro ramas para los desequilibrios que son altos en MRs de baja tensión.
- ❖ El convertidor de potencia y su estructura de control son un factor determinante para la implementación de las MRs. Aunque existen múltiples tecnologías que pueden ser integradas en una MR, su forma de control es más importante que la naturaleza física del recurso primario. Existen dos modos básicos de operación de los convertidores con sus respectivos controles, llamados formador y alimentador de red (también el soportador de red que puede tener ambas funciones). Los alimentadores de red son el tipo más común de convertidor disponible en el mercado, estos simplemente se ajustan a la frecuencia impuesta por la red. En cambio, los

formadores de red tienen estructuras de control adicionales que les permiten operar en isla, por lo que una MR con GD vía convertidores electrónicos, requiere de al menos un convertidor formador de red para poder funcionar en modo isla. Sin esta funcionalidad, la MR es solo una serie de recursos distribuidos que desaprovecha las capacidades de la tecnología en cuanto a confiabilidad y estabilidad.

- ❖ El control primario da la respuesta rápida para regular la frecuencia y las tensiones de nodos en la MR, ante desbalances entre la generación y la carga. El control primario de caídas utilizado ampliamente en los SP se puede también utilizar en las MRs. Por su carácter local, es confiable y lo suficientemente flexible para permitir el plug and play de la GD. Pero su aplicación debe considerar las características eléctricas de las MRs, que son predominantemente resistivas, con impedancias de líneas más bajas y en operación aislada no hay un barraje infinito. La estrategia más ampliamente usada en MRs para abordar las dos primeras características, ha sido recuperar la dominancia inductiva en las impedancias de línea agregando una impedancia virtual en la medición de los generadores formadores de red; esto exige considerar algoritmos que permitan la identificación de estas impedancias. La tercera característica se ha abordado con una adecuada coordinación de los controles primarios asociados a los convertidores formadores de red, o los generadores sincrónicos, garantizando la estabilidad y el reparto de carga de la MR operando en modo isla. Para ello se debe entender el funcionamiento del generador y su control, más allá de una caja negra. También se hace necesario hacer simulaciones y análisis de escenarios críticos. Las tecnologías de simulación en tiempo real son claves en este tipo de estudios.
- ❖ El control secundario corrige errores del control primario restableciendo en tiempos más largos los valores nominales de la frecuencia y las tensiones en los nodos de la MR. El control terciario constituye la herramienta que permite optimizar la operación de la MR, tanto en modo conectado como en modo isla. El control terciario puede operar en conjunto con otras herramientas de optimización tales como el despacho económico, los agregadores de vehículos eléctricos y las plantas de potencia virtual. Aunque muchas MRs carecen de una estructura de control terciario, la tendencia de la tecnología es hacia su inclusión debido a las ventajas en términos de eficiencia. Aspectos como la interoperabilidad y las comunicaciones deben ser analizados para su implementación.
- ❖ La estabilidad de las MR está estrechamente relacionada con la estructura de control de cada convertidor así como su capacidad para emular inercia. Estudios detallados de estabilidad de pequeña señal así como de estabilidad transitoria son importantes para hacer viable la operación de MRs en casos en que se integren recursos de diferente naturaleza, que puedan generar interacciones dinámicas durante operación en isla. La operación conectada a la red es mucho más estable gracias a la capacidad de la red de mantener la frecuencia. No se han reportado grandes problemas relacionados con estabilidad de tensión debido a la capacidad de los convertidores de controlar potencia reactiva y a la relativa baja relación X/R a niveles de baja tensión. Nuevas formas de evaluar la estabilidad en estos contextos son necesarias. El uso de simulación en tiempo real es una alternativa que potencialmente puede ser utilizada en este aspecto.

- ❖ El presente reporte técnico sirve como referencia para las empresas del sector eléctrico que están en la fase de diseño, planeación e implementación de MRs en AC, con el fin de considerar los requerimientos del sistema de control, métodos de comunicación recomendados por las normas, tecnologías y el sistema de validación, lo que sirve como base para una adecuada estandarización, independientemente de la topología de la MR AC a implementar; las empresas podrán adoptar las recomendaciones dadas en este reporte técnico, no solamente para lograr que la MR entregue buena calidad de energía eléctrica a los usuarios, sino también que logre cumplir con todos los requisitos de interconexión dando un adecuado soporte a la red cuando sea necesario.
- ❖ Muchos recursos de ingeniería y evaluaciones financieras de MRs se invierten en las fuentes de generación y almacenamiento; cada día se requieren sistemas más eficientes y que proporcionen una relación costo/beneficio atractiva para los inversionistas ¿pero hasta qué punto los sistemas de control que gobiernan los tres elementos nombrados antes son incluidos dentro de la ecuación?, es por ello que en el presente reporte técnico se presentan en detalle cada una de las consideraciones a tener en cuenta para los niveles de la jerarquía de control, lo cual muestra que el sistema de control de una MR debe ser uno de los elementos fundamentales a considerar a la hora de diseñar y planear MRs.
- ❖ Dada la complejidad de la operación y control de las MRs eléctricas, en la temática se encuentra una extensa bibliografía; este reporte se plantea como una aproximación inicial al tema, enfocándose en los principios básicos a considerar en las soluciones de control para las MRs; en las referencias los lectores encuentran artículos importantes y de revisión, que les permitirán profundizar en estos principios, así como normativa internacional y nacional pertinente al tema.
- ❖ En Colombia ya se cuenta con laboratorios dotados con la infraestructura de tiempo real (gemelo digital) lo cual permita hacer todo este tipo de validaciones antes de que la tecnología sea puesta en campo, tal como lo sugiere la IEEE 2030.8 – 2018.
- ❖ Como se ha mostrado en todo el reporte técnico, el concepto de microrred va mucho más allá de la generación distribuida. Por tanto, es importante analizar, las características de uno y otro concepto, en la TABLA 3, se resume algunas de las características.

TABLA 3. Comparación entre MR y generación distribuida

Característica	Microrred	Generación distribuida
Tipo de recursos	Varios tipos de recursos de generación y almacenamiento	Un solo tipo de recurso (granja solar, granja eólica, etc)
Tipo de operación	Operación tanto en isla como en forma interconectada	Operación básicamente interconectada
Control	Estructura de control coordinado que le permite actuar como una entidad única	Estructura básica de control.
Almacenamiento de	Requiere de elementos almacenadores	Puede tener o no elementos

energía	de energía para permitir la operación aislada	almacenadores de energía.
Control primario	Requiere de convertidores formadores de red que hagan control primario para la operación en isla.	Puede tener o no, capacidad de control primario de frecuencia.
Gestión	Requiere de un algoritmo de gestión/optimización de los recursos (control terciario), tanto localmente (operación en isla) como en una etapa superior (agregadores en los alimentadores).	Puede participar o no, en una etapa superior de gestión/optimización.
Comunicaciones	Requiere de comunicación bidireccional entre los componentes principales para hacer gestión/control.	Puede tener o no, comunicación unidireccional o bidireccional de acuerdo a las necesidades.

## 10. REFERENCIAS

[Bower et al., 2014] Bower, W., Ton, D., Guttromson, R., Golver, S., Stamp, J., Bhatnagar, D., & Reilly, J. (2014). The Advanced Microgrid Integration and Interoperability. In Sandia Report.

[Bravo, 2019] M. Bravo, A. Garcés and S. Pérez-Londoño, "Power Flow in Islanded Microgrids: Formulation and Convergence Analysis," 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, USA, 2019, pp. 1-5.

[Bravo, 2020] Bravo Manuel. Stability analysis on the primary control in islanded microgrids. Master thesis. Master in electric power systems. Universidad Tecnológica de Pereira. 2020.

[Chakraborty, 2009] Chakraborty, S., Kramer, B., & Kroposki, B. (2009). A review of Power Electronics Interfaces for Distributed Energy Systems Towards Achieving Low-Cost Modular Design. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, 2323-2335.

[CIGRE JWG, 2018] JWG C4/C6.35/CIRE. (2018). Modeling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies. Cigre Technical Brochures.

[CIGRE, 2015] CIGRE. (2015). MICROGRIDS 1 ENGINEERING, ECONOMICS, & EXPERIENCE. In CIGRE, Report.

[Chung, 2010] I. Chung, W. Liu, D. A. Cartes, E. G. Collins and S. Moon, "Control Methods of Inverter-Interfaced Distributed Generators in a Microgrid System," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 3, pp. 1078-1088, May-june 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2044970.

[Colombia Inteligente, 2019] Colombia Inteligente. (2019). Microrredes sostenibles en ZNI - Lineamientos Estratégicos.

[CREG 030-2018] Comisión de Regulación de Energía y gas-CREG. Resolución CREG 030 de 2018 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, (2018)

[CREG 038-2018] Comisión de Regulación de Energía y gas-CREG. Resolución 038 de 2018 por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. (2018)

[GREG 098-2019] Comisión de Regulación de Energía y gas-CREG. Resolución 098 de 2019 por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta de suficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. (2019)

[CREG-Circular 054-2018] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 054 por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se adoptan medidas regulatorias para la comercialización de GLP de comisionamiento de la planta de estabilización de condesados de Cupiagua.”, (2019).

[GREG 098-2018] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 098 de 2018 por la cual se adoptan las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la demanda desconectable voluntaria y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad. (2018)

[D’Arco, 2014] S. D’Arco and J. A. Suul, “Equivalence of virtual synchronous machines

and frequency-droops for converter-based microgrids,” IEEE Transactions on Smart Grid , vol. 5, no. 1, pp. 394–395, Jan 2014.

[D’Arco, 2015] D’Arco Salvatore, Suul Jon-Are, Fosso Olav-B., “A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids”, Electric Power Systems Research, Volume 122, 2015, Pages 180-197, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.001>.

[D. E. Olivares et al., 2014]. Trends in Microgrid Control. IEEE Transactions on Smart Grid, 5, 1905-1919.

[Döfler, 2017] F. Döfler and S. Grammatico. Gather-and-broadcast frequency control in power systems. Automatica, 79:296 – 305, 2017. ISSN 0005-1098. doi: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2017.02.003>.

[ETAP, 2020] Gestión y control de microrredes | Controlador maestro de microrredes | ETAP. (n.d.). Retrieved July 22, 2020, from <https://etap.com/es/solutions/microgrid-management-control>

[Farrokhhabadi et al, 2020]. Mostafa Farrokhhabadi, Claudio A. Cañizares, John W. Simpson-Porco, Ehsan Nasr, Lingling Fan, Patricio A. Mendoza-Araya, Reinaldo Tonkoski, Ujjwol Tamrakar, Nikos Hatziargyriou, Dimitris Lagos, Richard W. Wies, Mario Paolone, Marco Liserre, Lasantha Meegahapola, Mahmoud Kabalan, Amir H. Hajimiragha, Dario Peralta, Marcelo A. Elizondo, Kevin P. Schneider, Francis K. Tuffner, Jim Reilly, "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020.

[Gaona, 2014] Gaona García, E. E., Rodríguez Trujillo, C. L., & Rojas Cubides, H. E. (2014). Infraestructura De Comunicaciones En Microrredes Eléctricas. Redes de Ingeniería.

[Garcés A., 2020] A. Garcés, Small-signal stability in island residential microgrids considering droop controls and multiple scenarios of generation, Electric Power Systems Research, Volume 185, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106371>.

[Gazca, 2019] Gazca Maria Victoria. Stability analysis for single-phase converters in microgrid applications. Master thesis. Master in electric power systems. Universidad Tecnológica de Pereira. 2019-

[Gil, 2019] Gil Walter Julian. Passivity-based control and stability analysis for hydro-solar power systems. PhD thesis. PhD in engineering. Universidad Tecnológica de Pereira. 2019.

[Gomez-Luna, 2019] E. Gómez-Luna, L. Palacios, J. Candelo, "Real-time Simulation with OPAL-RT Technologies and Applications for Control and Protection Schemes in Electrical Networks", Journal of Engineering Science and Technology Review 12 (3), pp. 136 - 144, 2019.

[Gomez-Luna, 2018] E. Gómez-Luna, L. Palacios, R. Franco, "Monitoring and Control System Using ETAP Real-Time on Generation Plant Emulation using OPAL-RT", IEEE Andescon, 2018.

[Gomez-Luna, 2018] E. Gómez-Luna, L. Palacios, R. Manrique, "Reliability, safety and efficiency in the integration of micro-grids using real-time simulation", Mundo Eléctrico No. 116, pp. 96, 2018.

[Gomez-Luna, 2018] E. Gómez-Luna, J. Candelo, E. Marlés, "Current Status and Future Trends in Protection, Control and Communications Testing in Electrical Grids using Real-time Simulation", Journal of Science Engineering and Technology Review 11 (4) pp. 204 - 215, 2018.

[Gorji, 2019] Gorji, S. A., Sahebi, H. G., Ektesabi, M., and Rad, A.B. (2019). Topologies and Control Schemes of Bidirectional DC–DC Power Converters: An Overview. IEEE Access, 7, 117997-118019.

[Han, 2015] H. Han, X. Hou, J. Wu, M. Su, Mei, J. Yang and J.M. Guerrero, "Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids", IEEE Transactions on Smart Grid, vol.7, 1,p.p. 200-215, 2015.

[Hirsch, 2018]. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 90, pp. 402 – 411, 2018.

[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 Std 2030.7-2017]. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers, 2018.

[IEEE Std 2030.8-2018] IEEE Power and Energy Society. (2018). IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers.

[IEEE Std. 2030.9-2019] IEEE. (2019). IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid. In IEEE Standards.

[IEEE Std 421.1-2007]. IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines. IEEE Std 421.1-2007 (Revision of IEEE Std 421.1-1986), 1-33.

[IEEE 519-2014] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) , 1-29.

[Khayat et al., 2020], Yousef Khayat, Qobad Shafiee, Rasool Heydari, Mobin Naderi, Tomislav Dragicevic, John W. Simpson-Porco, Florian Dörfler, Mohammad Fathi, Frede Blaabjerg, Josep M. Guerrero, Hassan Bevrani. "On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 35, no. 6, pp. 6482-6500, June 2020.

[Kim, 2015] Kim, G., Hwang, C., Jeon, J., Ahn, J., & Kim, E. (2015). A Novel Three-Phase Four-leg Inverter based Load Unbalance Compensator for Stand-Alone Microgrid. Electrical Power and Energy Systems, 65, 70-75.

[Kloenne, 2017] Kloenne, A., & Sigle, T. (2017). Bidirectional ZETA/SEPIC converter as battery charging system with high transfer ratio. 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe), 1-7.

[Molzahn and Hiskens, 2019] Molzahn, D. K. and Hiskens, I. A. (2019). A survey of relaxations and approximations of the power flow equations. Foundations and Trends in Electric Energy Systems, 4(1-2):1–221.

[Montoya, 2019] Montoya Danilo. Passivity-based analysis and control of AC microgrids integration, operation and control of energy storage systems. PhD thesis. PhD in Engineering. Universidad Tecnológica de Pereira. 2019.

[Planas, 2015] Planas, E., Andreu, J., Garate, J.I., Martinez, I., & Ibarra, E. (2015). AC and DC technology in micro-grids: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 43, 726-749.

[Quinatoa, 2018] Quinatoa Carlos. Desarrollo de una metodología V2G bidireccional en redes inteligentes usando optimización convexa. Tesis de maestría. Maestría en ingeniería eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira. 2018-

[Ramirez, 2020] Ramirez Diego Alejandro. "Tertiary control in microgrids: an optimal power flow approach based on convex optimization and Wirtinger calculus". Master thesis. Master in electric power engineering. Universidad Tecnológica de Pereira. 2020.

[Reza, 2016] Reza, M., Fadli, M., Asghar, A., & Wazir, M. (2016) Control Techniques for Three-Phase Four-Leg Voltage Source Inverters in Autonomous Microgrids: A Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 54, 1592-1610.



[Rios, 2020] Rios Miguel Angel. "Secondary control in islanded smart distribution systems considering renewable resources and energy storage: a centralized approach based on convex optimization". Master thesis. Master in electric power engineering. Universidad Tecnologica de Pereira. 2020.

[Rocabert 2012] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and Pedro Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids", IEEE Transactions on power electronics, Vol. 27, no. 11, 2012, p.p. 4734-4750.

[Salcedo, 2019] R. Salcedo et al., "Banshee distribution network benchmark and prototyping platform for hardware-in-the-loop integration of microgrid and device controllers," in The Journal of Engineering, vol. 2019, no. 8, pp. 5365-5373, 8 2019, doi: 10.1049/joe.2018.5174.

[Sinha, 2018] Sinha, A., Chandra, K., & Kumar, M. (2018). An Inclusive Review on Different Multi-level Inverter Topologies, their Modulation and Control Strategies for a Grid Connected Photovoltaic Systems. Solar Energy, 170, 633-657.

[Universidad Nacional, 2020] Universidad Nacional de Colombia: Sede Medellín - Campus Robledo de la UNAL Medellín avanza en la ruta de la sostenibilidad. (n.d.). Retrieved July 22, 2020, from <https://medellin.unal.edu.co/noticias/3101-la-alianza-energetica-2030-avanza-en-la-transformacion-del-sector-energetico-colombiano.html>

[Universidad de Antioquia, 2019] UdeA, (Universidad de Antioquia). (2019). UdeA lidera alianza científica por la sostenibilidad energética del país. Retrieved from <http://www.udea.edu.co/wps/portal/udea/web/inicio/campanas/udea-lidera-alianza-cientifica-sostenibilidad>

[Valencia, 2018] Valencia Ivan. "Optimal operation of multiple microgrids and distributed resources under the concept of virtual power plant using convex optimization". Master thesis. Master in electric power engineering. Universidad Tecnologica de Pereira. 2018.

[Vijay et al., 2017] A. S. Vijay, S. Doolla and M. C. Chandorkar, "Real-Time Testing Approaches for Microgrids," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 3, pp. 1356-1376, Sept. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2695486.

[Wang et al, 2012] Wang, Wang, X., Guerrero, J. M., Blaabjerg, F., & Chen, Z, "A Review of Power Electronics Based Microgrids", International Journal of Power Electronics, 12(1), 181-192.