



CONTROL Y GESTION PARA MICRORREDES ELÉCTRICAS BASADAS EN CONVERTIDORES DE POTENCIA

*Nelson Leonardo Díaz Aldana
Adriana Carolina Luna Hernández
César Leonardo Trujillo Rodríguez*

Doctorado
en Ingeniería
UNIVERSIDAD DISTRITAL "FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS"



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**

Nelson Leonardo Díaz Aldana



Profesor Asociado,
Facultad de Ingeniería,
Universidad Distrital
Francisco José de
Cladas, Ingeniero
Electrónico, Magister
en Ingeniería

Automatización Industrial y Doctor en
Tecnologías Energéticas. Investigador
del Laboratorio en Investigación en
Fuentes Alternativas de Energía LIFAE.

Adriana Carolina Luna Hernández



Profesora Asistente del
Departamento de
Ingeniería Eléctrica y de
Computadores,
Universidad de Puerto
Rico Recinto
Mayaguez, Ingeniera

Electrónica, Magíster en Ingeniería
Automatización Industrial, Doctora en
Tecnologías Energéticas. Investigadora
asociada en cooperación al
Laboratorio en Investigación en
Fuentes Alternativas de Energía LIFAE.

César Leonardo Trujillo Rodríguez



Profesor Titular
Universidad Distrital
Francisco José de
Caldas, Ingeniero
Electrónico, Magíster
en Ingeniería Eléctrica y
Doctor en Ingeniería

Electrónica. Investigador del
Laboratorio de Investigación
en Fuentes Alternativas de
Energía – LIFAE.

CONTROL Y GESTIÓN PARA MICRORREDES ELÉCTRICAS BASADAS EN CONVERTIDORES DE POTENCIA

Nelson Leonardo Díaz Aldana
Adriana Carolina Luna Hernández
César Leonardo Trujillo Rodríguez



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**

Facultad de Ingeniería
Doctorado en Ingeniería

Díaz Aldana, Nelson Leonardo

Control y gestión para microrredes eléctricas basadas en convertidores de potencia / Nelson Leonardo Díaz Aldana, Adriana Carolina Luna Hernández, César Leonardo Trujillo Rodríguez. – 1ª ed. – Bogotá : Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2022.

113 p. ; 24 cm – (Doctorado en Ingeniería)

Contiene reseña de los autores en la solapa. – Contiene referencias bibliográficas.

ISBN 978-958-49-5276-9 (Impreso) - 978-958-49-5277-6 (Digital)

1. Redes eléctricas - Control integrado 2. Control de sistemas de energía eléctrica
3. Convertidores de corriente eléctrica I. Luna Hernández, Adriana Carolina II. Trujillo Rodríguez, César Leonardo III. Título IV. Serie

CDD: 621.3192 ed. 23

CO-BoBN- a1088759

© Universidad Distrital Francisco José de Caldas

© Doctorado en Ingeniería

© Nelson Leonardo Díaz Aldana - Adriana Carolina Luna Hernández –
César Leonardo Trujillo Rodríguez

ISBN Impreso: 978-958-49-5276-9

ISBN Digital: 978-958-49-5277-6

Primera edición: Bogotá, marzo de 2022

Corrección de estilo, diseño gráfico y producción editorial:

IngeEdit Editores – Sandra Patricia Rodríguez Lamus - ingeeditorial@gmail.com

Impresión: IngeEdit Editores – Sandra Patricia Rodríguez Lamus

Doctorado en Ingeniería

Carrera 7 No. 40B – 53 Bogotá

Correo electrónico: investigacion.doctoradoing@udistrital.edu.co

Todos los derechos reservados. Esta publicación no puede ser reproducida total ni parcialmente o transmitida por un sistema de recuperación de información, en ninguna forma ni por ningún medio, sin el permiso previo del Doctorado en Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Hecho el depósito legal.

Impreso y hecho en Colombia

Printed and made in Colombia

Tabla de contenido

Presentación.....	9
-------------------	---

Capítulo 1

Topologías y arquitecturas de las microrredes eléctricas.....	11
---	----

1.1 Introducción.....	11
1.2 Características y definición de una microrred	12
1.3 Modos de operación de los recursos energéticos distribuidos.....	14
1.3.1 Unidades seguidoras.....	15
1.3.2 Unidades formadoras.....	18
1.3.3 Interacción entre unidades formadoras y seguidoras.....	19
1.4 Topologías de microrredes eléctricas.....	21
1.4.1 Configuración network.....	21
1.4.2 Configuración radial.....	23
1.4.3 Configuración en anillo	24
1.4.4 Configuración en malla	25
1.5 Conclusiones del capítulo	26

Capítulo 2

Operación de la microrred desde el punto de vista del control jerárquico.....	29
---	----

2.1 Introducción.....	29
2.2. Estructura de control jerárquico.....	30
2.2.1. Control primario	32
2.2.2 Control Secundario.....	40
2.2.3 Control terciario	43
2.3 Conclusiones del capítulo	45

Capítulo 3

Gestión energética de microrredes eléctricas.....	47
3.1 Introducción.....	47
3.2. Técnicas usadas para la programación de recursos energéticos distribuidos.....	51
3.3 Esquemas de gestión y coordinación de microrredes.....	53
3.3.1 Gestión del lado de la generación de la energía.....	54
3.3.2 Gestión del lado de la demanda de energía.....	56
3.3.3 Gestión de los sistemas de almacenamiento de energía.....	61
3.4 Formulación matemática del problema de optimización para la gestión de una microrred.....	65
3.4.1 Formulación de un problema de optimización.....	66
3.4.2 Definición de parámetros.....	72
3.4.3 Simulación y resultados.....	73
3.4.4 Código.....	76
3.5 Conclusiones del capítulo.....	80

Capítulo 4

Gestión energética de microrredes eléctricas.....	83
4.1 Protecciones en sistemas eléctricos de distribución vs. microrredes.....	83
4.1.1 Esquemas de protección en el sistema eléctrico tradicional.....	84
4.1.2 Esquemas de protección en las microrredes.....	86
4.2 Protecciones usadas en microrredes AC.....	90
4.2.1 Dispositivos de protección para microrredes AC.....	90
4.3 Protecciones usadas en microrredes DC.....	94
4.3.1 Procesos de detección de fallas.....	94
4.3.2 Métodos de detección de fallas.....	95
4.3.3 Dispositivos de protección para microrredes DC.....	97
4.4 Estrategias para la coordinación de protecciones en una microrred.....	100
4.4.1 Estrategias de coordinación de protecciones por ajustes de tiempos.....	100
4.4.2 Estrategias de coordinación con sistemas de comunicación.....	103
4.5 Tendencias futuras y conclusiones del capítulo.....	105

Referencias Bibliográficas.....	107
---------------------------------	-----

Índice de figuras

Figura 1.	Microrred.....	13
Figura 2.	Esquema de integración del recurso energético primario a la microrred mediante convertidor electrónico de potencia	14
Figura 3.	Lazo de control de un convertidor como unidad seguidora	16
Figura 4.	Modelo de fuentes y cargas de potencia constante.....	16
Figura 5.	Curva de una corriente vs tensión para una fuente de potencia constante.....	17
Figura 6.	Esquema y lazos de control de un convertidor como unidad formadora	18
Figura 7.	Modelo de unidad formadora	19
Figura 8.	Modelo básico de una microrred con dos unidades de generación.....	19
Figura 9.	Operación de la microrred de la Figura 8	20
Figura 10.	Topología network.	22
Figura 11.	Topología de red modo conectado a red	23
Figura 12.	Topología de red modo aislado.....	23
Figura 13.	Representación de una microrred en topología radial con diferentes unidades de generación y carga con sus respectivas unidades de conversión y acople	24
Figura 14.	Representación de una microrred en topología radial en modo conectado a red y representando los diferentes recursos energéticos como unidades seguidoras	24
Figura 15.	Topología en anillo de una microrred en modo conectado a red.....	25
Figura 16.	Topología en malla de una microrred en modo conectado a red.....	26
Figura 17.	Niveles del control jerárquico en microrredes.....	31
Figura 18.	Múltiples recursos energéticos distribuidos conectados en paralelo...	33
Figura 19.	Sistema eléctrico compuesto por dos generadores interconectados para el análisis del flujo de potencia.....	34
Figura 20.	Esquemas de los lazos de control de un inversor como unidad formadora con esquemas droop	36

Figura 21. Dos unidades formadoras conectadas en paralelo a un bus común con la carga.....	36
Figura 22. Curvas droop para dos unidades formadoras con diferente valor de coeficientes droop	38
Figura 24. Respuesta en el tiempo para una microrred AC con dos unidades formadoras.....	38
Figura 25. Esquemas de los lazos de control de un inversor como unidad formadora con esquemas droop e impedancia virtual	39
Figura 26. Esquema de una microrred DC con resistencia virtual ajustable en sus dos unidades formadoras.....	40
Figura 27. Efecto del control secundario en la curva (f-p).....	40
Figura 28. Esquema de un control secundario centralizado.....	41
Figura 29. Esquemas de los lazos de control de un inversor con control secundario.....	42
Figura 30. Respuesta de un control secundario para restauración de tensión y frecuencia	42
Figura 31. Esquema de un control terciario	43
Figura 32. Efecto del control terciario	44
Figura 33. Respuesta de un control terciario	45
Figura 34. Ejemplo de estructura modular de un MGEMS	48
Figura 35. Niveles de operación y gestión de microrredes.....	50
Figura 36. Técnicas usadas en la gestión energética de microrredes.....	52
Figura 37. Diferencias de Horizonte de tiempo entre UC y ED.....	54
Figura 38. Efectos de la gestión de la demanda en la curva de carga	56
Figura 39. Tipos de programas de respuesta de la demanda.....	57
Figura 40. Algunos Programas de Respuesta de la demanda basados en precios: (a) ToU, (b) RTP y (c) CPP	58
Figura 41. Algunas aplicaciones habilitadas por los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Gestión de Microrredes.....	63
Figura 42. Perfiles de Generación, Carga y Tarifas para el caso de estudio	73
Figura 43. Resultados de programación de variables del problema de optimización del caso de estudio considerando tarifa de energía constante (CP)	75
Figura 44. Resultados de programación de variables del problema de optimización del caso de estudio considerando tarifa de energía de tiempo de uso (ToU)	76
Figura 45. Coordinación de protecciones.....	86
Figura 46. Ejemplo de categorías de protección en microrredes.....	88

Figura 47. Representación de un relé de sobrecorriente	91
Figura 48. PAC (Protección, automatización y control)	92
Figura 49. Restaurador.....	92
Figura 52. Proceso de detección de fallas	95
Figura 53. Breaker Mecánico.....	98
Figura 54. Breaker de Estado Sólido	99
Figura 55. Breaker Híbrido Convencional	99
Figura 56. División en zonas de una microrred para la estrategia de coordinación por ajustes de tiempos	101
Figura 57. Esquema de coordinación por ajustes de tiempos en función de la dirección de la corriente de falla.....	102
Figura 58. Esquema de coordinación con relés diferenciales de corriente para microrred DC	103
Figura 59. Esquema de coordinación por sistema de comunicación	104
Figura 60. Esquema de coordinación por sistema de comunicación con IEDs	105

Índice de tablas

Tabla 1. Comparación de los anchos de banda de los controladores en la estructura de control jerárquico	43
Tabla 2. Límites de SoC recomendados para baterías de diferentes tecnologías.....	70
Tabla 3. Parámetros del caso de estudio.....	72
Tabla 4. Comparación de los métodos de protección para microrredes DC.....	97

Presentación

Las microrredes eléctricas han significado un cambio en el paradigma de la generación de energía, permitiendo la migración de grandes centrales de generación centralizada a la integración de pequeñas fuentes de energía distribuidas con características de generación heterogéneas. Esta heterogeneidad en la generación permite que las diferentes fuentes puedan complementarse de tal forma que se garantice el suministro de energía a una carga específica. Para que esta complementariedad sea eficaz, se requiere de una coordinación y gestión que considere las características particulares de cada unidad de generación garantizando la continuidad del recurso energético. Además, buscando maximizar el uso de los recursos energéticos locales y disminuir la dependencia de la red eléctrica convencional, se considera la inserción de sistemas de almacenamiento de energía que permitan soportar las posibles variaciones en los sistemas de generación. Todo esto, considerando las protecciones requeridas que permitan la integración de las microrredes a la red eléctrica y de este modo, garantizar una operación confiable en modo aislado.

El contenido de este libro presenta las diferentes etapas en el control de microrredes eléctricas visto desde una estructura de control jerárquico. Primero, se explora la caracterización de los recursos energéticos distribuidos considerando su interconexión y modo de operación visto desde la microrred. Luego, se definen modelos y se presentan sus respectivos lazos de control primario, secundario y terciario, ascendiendo hasta sistemas y modelos de gestión de energía que permitan la optimización en el uso de los recursos energéticos de una microrred. Adicionalmente, se presentan diferentes arquitecturas y configuraciones existentes en las microrredes y se

exploran herramientas de protección las cuales consideran las particularidades de las microrredes eléctricas permitiendo la detección y acción ante posibles fallas o contingencias.

El libro consta de 4 capítulos los cuales se encuentran divididos de la siguiente manera: el capítulo 1 presenta una contextualización general sobre las microrredes eléctricas y explora las características de integración y control de los recursos energéticos distribuidos, así como posibles configuraciones, la interacción y modos de control de los recursos energéticos distribuidos dentro de las microrredes. En el capítulo 2 se presenta la estructura de control jerárquico analizando principalmente los tres primeros niveles que garantizan la operación de la microrred en modo aislado o interconectado. El capítulo 3, describe un análisis desde el punto de vista de la gestión de energía considerando diferentes esquemas desde el punto de vista de la gestión de la carga y la disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, el capítulo 4 explora las consideraciones particulares y esquemas de protección que garanticen una operación segura de las microrredes eléctricas.

La información que se presenta en este libro ha sido producto del trabajo desarrollado como base teórica y experimental, fundamental para el desarrollo de los proyectos de doctorado: *Modelo de un Sistema de Administración de Energía Autónomo operado desde la Nube para Optimizar la Gestión de un Grupo de Microrredes y Modelo de Gestión para una Microrred Eléctrica basado en un Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico – Biomasa aplicable a un Entorno Rural No Interconectado*. Estos trabajos hacen parte de un proyecto macro de investigación titulado *Interoperabilidad de Microrredes Eléctricas*, el cual fue financiado por el Centro de Investigaciones y Desarrollo Científico a cargo del grupo LIFAE. En el libro se presentan los resultados de simulación de modelos y controladores propios requeridos para la validación de los resultados finales de las tesis de doctorado mencionadas anteriormente, así como la exploración de herramientas y modelos para la operación óptima de microrredes eléctricas.

Palabras Clave: Control Jerárquico, Convertidores Electrónicos, Gestión de Energía, Microrredes Eléctricas, Protecciones Eléctricas.

Capítulo 1

Topologías y arquitecturas de las microrredes eléctricas

1.1 Introducción

La creciente demanda energética, motivada principalmente por los desarrollos tecnológicos que transforman los estándares de vida moderna, implican retos adicionales al sistema de generación y distribución de energía, el cual debe transformarse para poder garantizar la calidad, confiabilidad y disponibilidad del recurso energético [1]. Como alternativas se presentan la expansión del sistema eléctrico convencional, basado en grandes unidades de generación remotas y largas líneas de transmisión, o la integración de recursos energéticos distribuidos de menor capacidad. La primera requiere de grandes inversiones que generan importantes impactos ambientales y sociales [2]. O en algunos casos se soportan con la instalación de plantas de generación basadas en combustibles fósiles, las cuales implican un alto impacto ambiental debido a la emisión de gases de efecto invernadero [3]. En este sentido, se estima que la emisión de gases puede incrementarse más de un 75% a 2030 de continuar con la expansión del sistema convencional de energía basado en combustibles fósiles [4]. Por otro lado, la integración de recursos energéticos no convencionales distribuidos, cercanos a los centros de consumo, puede contribuir a reducir la congestión del sistema eléctrico instalado. Además de esto, el uso de unidades de generación basadas en

fuentes de energía renovables tales como energía solar o eólica disminuyen el compromiso ambiental mientras garantizan la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Como respuesta a este nuevo paradigma en la generación energética, en el que confluyen tanto la necesidad de incrementar la disponibilidad energética como la preocupación y compromiso ambiental, aparecen las microrredes eléctricas como una alternativa, en la cual se concibe la integración de fuentes de generación de energía distribuida de baja capacidad en sistemas energéticos locales de baja y media potencia, de tal forma que se garantice el suministro energético local con mínima dependencia de la red convencional y con un bajo impacto ambiental.

Este capítulo presenta las características principales de una microrred eléctrica mostrando sus configuraciones y arquitecturas típicas de acuerdo con diferentes requerimientos energéticos, modos de operación y requerimientos de integración de los diferentes recursos energéticos y cargas.

1.2 Características y definición de una microrred

Una microrred se puede definir como una red eléctrica local, cuya extensión está regionalmente limitada, la cual integra diferentes tipos de Recursos Energéticos Distribuidos (RED) de características heterogéneas, entre ellos: generadores, cargas y sistemas de almacenamiento de energía (ESS) [5].

Una microrred opera en el rango de baja tensión (LV - Low Voltage) a media tensión (MV - Medium Voltage), por lo que permite la integración de RED de pequeña capacidad de generación (menos de 100kW). Por lo tanto, la microrred resulta adecuada para la integración de micro o grandes fuentes de energía renovables, tales como microturbinas eólicas (MWT), granjas basadas en turbinas eólicas (WT), micro generadores fotovoltaicos (PV), micro generadores hidráulicos (MGH), favoreciendo así sistemas eléctricos basados en cogeneración que garanticen el suministro de energía a diferentes cargas residenciales o industriales, como se muestra en la Figura 1 [6].

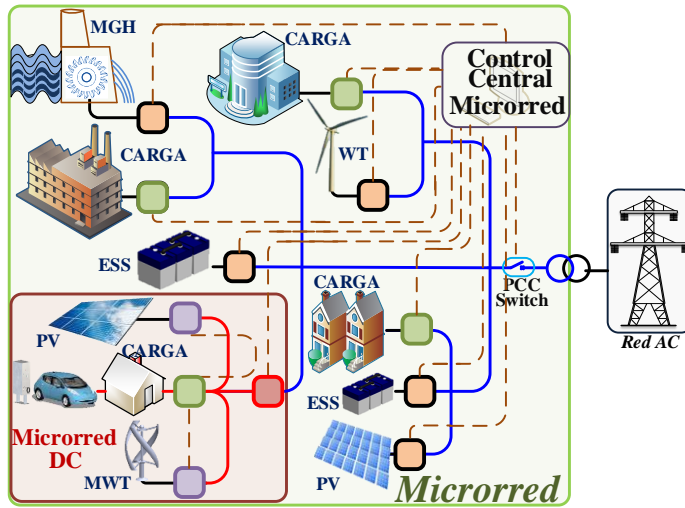


Figura 1. Microrred.

La microrred puede operar de forma aislada o conectada a la red eléctrica a través de un único punto de conexión (PCC-Point of Common Coupling). Por lo tanto, es vista desde la red como una sola unidad con la cual puede interactuar. Esto se logra mediante un control coordinado de todas las unidades que componen la microrred, típicamente desde un control central, en el cual, tanto generadores, cargas y elementos almacenadores de energía interactúan bajo un esquema de control jerárquico buscando garantizar la calidad, y confiabilidad de la red eléctrica local [7].

Una microrred puede funcionar en una red de corriente continua (DC), en una red de corriente alterna (AC), o incluso en configuraciones híbrida (Figura 1). La interfaz entre los diferentes recursos energéticos distribuidos (Generadores y fuentes de almacenamiento de energía) y la red eléctrica se presenta mediante convertidores electrónicos los cuales realizan los procesos de conversión AC/DC, DC/DC, DC/AC, AC/AC según corresponda [8]. En la Figura 1, los cuadros naranjas representan sistemas de convertidores electrónicos de acople para las unidades de generación, los cuadros verdes los convertidores de interconexión y acople para las cargas, el cuadro rojo representa el convertidor de enlace entre la microrred DC y AC y los cuadros violetas representan los convertidores de acople e interconexión para las

unidades de generación en la microrred en DC. El uso de convertidores de potencia permite que todas las unidades puedan ser controladas rápida y prácticamente sin inercia, permitiendo así un rápido control y gestión de los recursos energéticos de la microrred. Los convertidores también se convierten en la interfaz, por la cual el control central de la microrred logra la operación coordinada de todos los recursos energéticos que la integran.

1.3 Modos de operación de los recursos energéticos distribuidos

Existen dos formas típicas en las cuales los RED pueden interconectarse a la microrred. La primera, es mediante el uso de unidades rotacionales a base de motores generadores que permiten la inyección de potencia a la microrred como es el caso de un motor de inducción en un aerogenerador de velocidad constante [4], [9]. La segunda forma, es mediante el uso de convertidores electrónicos conmutados que funcionan como un transformador electrónico permitiendo el acople de generadores con características diferentes de generación a una red o carga definida. Para este propósito, los convertidores electrónicos se complementan con lazos de control que permiten añadir funcionalidades diferentes a la de simplemente inyectar potencia, como se muestra en la Figura 2.

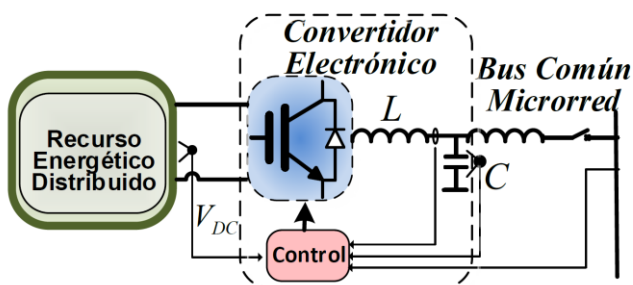


Figura 2. Esquema de Integración del recurso energético primario a la microrred mediante convertidor electrónico de potencia.

Por ejemplo, los RED acoplados mediante convertidores electrónicos permiten participar en la regulación de la tensión y/o frecuencia de la red eléctrica a la cual se interconectan [9]. Además, los convertidores electrónicos dan la flexibilidad de acoplar fuentes de generación con un

amplio rango de variación de tensión y/o frecuencia, como los generadores fotovoltaicos o los aerogeneradores a base de motores síncronos que pueden ser acoplados mediante un proceso de conversión AC/AC o AC/DC dependiendo el tipo de microrred. Por lo tanto, el uso de convertidores electrónicos domina la tendencia actual en la integración de RED permitiendo la integración de fuentes de energía renovables altamente variables como la solar y eólica [10]. Típicamente la etapa de conversión que se encuentra interconectada a la microrred está alimentada por un bus DC como se muestra en la Figura 2, esto a razón que normalmente se utilizan etapas intermedias de conversión que permiten acoplar los niveles de tensión de la fuente primaria a los niveles de tensión requeridos para la interconexión a la microrred.

Por lo general, se definen dos modos de operación básicos para los convertidores electrónicos, los cuales dependen principalmente del modo en el cual son controlados y la forma como interactúa energéticamente dentro de la microrred. Entonces, un RED conectado a través de un convertidor electrónico puede operar como unidad formadora o como unidad seguidora [9], [11]. Las unidades formadoras definirán las características de tensión de la red eléctrica en cuanto a amplitud y frecuencia, mientras que las unidades seguidoras se alinean a las condiciones previamente definidas en la red eléctrica, por las unidades formadoras para la inyección o absorción de potencia.

1.3.1 Unidades Seguidoras

Las unidades seguidoras se caracterizan por tener un lazo de control interno de corriente, como el que se muestra en la Figura 3. Donde I_{ref}^* representa la corriente de referencia AC o DC que debe ser inyectada a la microrred, $G_i(s)$ representa la función de transferencia en tiempo continuo del controlador de corriente, G_{PWM} representa la función de transferencia del convertidor conmutado. Típicamente, la conmutación del convertidor se realiza mediante el método de modulación de ancho de pulso (Pulse-Width Modulation) (PWM) y este se implementa en controladores digitales. Por lo tanto, en [12] proponen que el convertidor conmutado a PWM se modele como se presenta en la ecuación (1). Este modelo considera tanto el tiempo

de muestreo del sistema digital (T_s) como el tiempo de actualización del PWM. Adicionalmente, en la Figura 3, L y R_L representan la inductancia del convertidor y su resistencia asociada.

$$G_{PWM} = \frac{1}{1.5T_s s + 1} \quad (1)$$

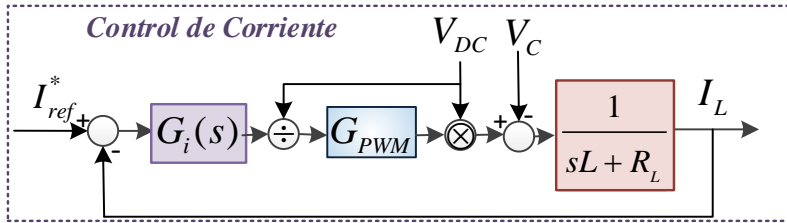


Figura 3. Lazo de control de un convertidor como unidad seguidora.

Este tipo de unidades se acopla a las características de la red eléctrica, en este caso de la microrred, y por lo tanto operan como fuentes o sumideros de potencia o corriente constante. Por lo tanto, para una red o microrred con una tensión regulada, las unidades seguidoras se pueden representar por una fuente de corriente en paralelo con una impedancia como se muestra en la Figura 4 [13], [14]. En la Figura 4 I_{PC} representa la corriente inyectada por el convertidor de potencia, Y_{PC} representa la admitancia equivalente del convertido e Y_{Linea} representa la admitancia de la línea, a la cual se interconecta el convertidor de potencia. La dirección de las fuentes de corriente en la Figura 4, indica si la unidad se comporta como carga o como fuente, respectivamente.

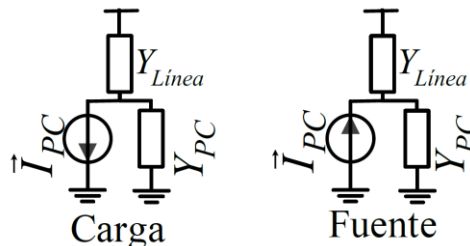


Figura 4. Modelo de fuentes y cargas de potencia constante.

El modelo circuital de la Figura 4 se deriva considerando que para una unidad formadora que se encuentra completamente sincronizada con la red,

a la cual se interconecta, la relación entre potencia corriente y tensión, está dada por la expresión,

$$P = v * i \quad (2)$$

Entonces, para un punto de operación específico la curva que representa la corriente contra tensión para una fuente de potencia constante (PC) se puede aproximar por una línea tangente a la curva de potencia en este punto de operación, como se muestra en la Figura 5 [13].

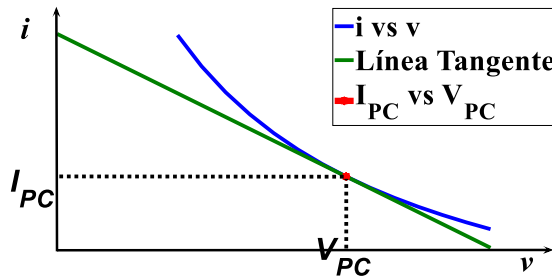


Figura 5. Curva de una corriente vs tensión para una fuente de potencia constante.

La ecuación para esta línea tangente se puede escribir como;

$$i = -\frac{P}{v^2}v + 2\frac{P}{v} \quad (3)$$

Donde, el primer término de la ecuación (3) (pendiente de la ecuación de la recta), representa la admitancia en paralelo a la fuente de corriente en la Figura 4 (Y_{PC}) y el segundo término de la ecuación (3) representa el valor de la fuente de corriente de la Figura 4 I_{PC} .

De lo anterior, se derivan los parámetros para una fuente o carga de potencia constante (resistencia paralelo y fuente de corriente) en una microrred DC como:

$$R_{PC} = -\frac{V_{PC}^2}{P} \quad (4)$$

$$I_{PC} = 2\frac{P}{V_{PC}} \quad (5)$$

Finalmente, para el caso de una microrred AC estas variables (Impedancia en paralelo y valor de la fuente de corriente) se representan en un sistema de referencias síncrono DQ como:

$$X_{PC} = -\frac{3}{2} \frac{V_{dPC}^2}{P} - j \frac{3}{2} \frac{V_{dPC}^2}{Q} \quad (6)$$

$$\vec{I}_{PC} = 2 \frac{2}{3} \frac{P}{V_{dPC}} + j 2 \frac{2}{3} \frac{Q}{V_{dPC}} \quad (7)$$

Donde, V_{dPC} corresponde al componente de tensión en (d) para un sistema de referencia síncrono y P y Q corresponden a los valores de potencia activa y reactiva generados por la unidad. En este último caso, se considera también el componente de potencia reactivo para el caso que con el RED se generen reactivos [14].

1.3.2 Unidades formadoras

La unidad formadora se caracteriza porque el convertidor electrónico está controlado en modo tensión, como se muestra en la Figura 6. Por lo tanto, al esquema de control de la Figura 3, se añade un lazo externo de control, tal y como se muestra en la Figura 6, el cual se encarga de la regulación de la tensión de salida de la unidad formadora. En una unidad formadora en microrredes DC, la referencia del lazo de control (V_{ref}^*) la define la amplitud y en el caso de las microrredes AC, también se debe considerar la frecuencia de la tensión que se debe tener en el bus común. Esta unidad, por lo tanto, se encarga de la regulación y formación de la tensión en la red eléctrica y es por esto por lo que se denominan formadoras. En consecuencia, la unidad formadora se representa por una fuente de tensión (V) en serie con una admitancia ($Y_{Línea}$), la cual se asocia a la admitancia de la línea de conexión, tal y como se muestra en la Figura 7.

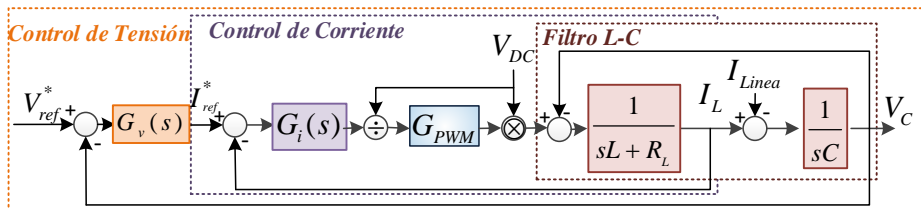


Figura 6. Esquema y lazos de control de un convertidor como unidad formadora.

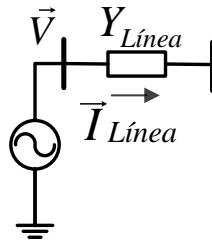


Figura 7. Modelo de unidad formadora.

1.3.3 Interacción entre unidades formadoras y seguidoras

La Figura 8 muestra el esquema básico de una microrred compuesta por una unidad formadora, una unidad seguidora y una carga resistiva. Este simple modelo reproduce de forma simple la operación de diferentes unidades formadoras, seguidoras y cargas operando de forma agregada.

Para la operación de la red eléctrica, es indispensable que la tensión en el punto de conexión de las unidades esté definida. Para esto, se requiere que la microrred cuente por lo menos con una unidad formadora, que normalmente son fuentes con suficiente capacidad para entregar o absorber energía y de esta forma asegurar el balance en el sistema eléctrico entre generación y consumo y así asegurar la regulación de tensión. Por lo tanto, las unidades formadoras son asumidas por sistemas de almacenamiento de energía capaces de absorber energía cuando la generación supera el consumo o entregar la energía almacenada cuando el consumo es mayor a la generación. En el caso de una microrred interconectada a red, la red eléctrica es la que asume el rol de unidad formadora, ya que cuenta con la capacidad de mantener el balance y la regulación de la tensión en el punto de conexión. En este caso los RED se comportan como unidades seguidoras inyectando o absorbiendo potencia y sincronizadas con la red eléctrica principal [15].

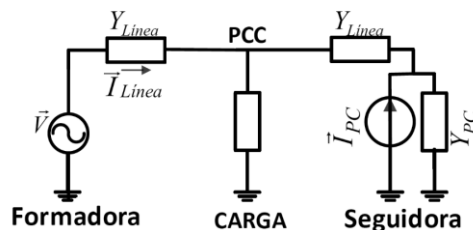


Figura 8. Modelo básico de una microrred con dos unidades de generación.

La Figura 9 muestra la respuesta en valores Por Unidad (P.U.) de la microrred de la Figura 8 ante variaciones en la potencia generada por la Unidad Seguidora (P_{Seg}) cada 10 segundos. En la Figura 9, se puede ver que la tensión nominal (V_{PCC}) se mantiene regulada durante toda la operación del sistema de la misma forma se ve que la potencia de la Unidad Formadora (P_{For}) se ajusta de acuerdo con la diferencia entre generación y consumo.

Por lo tanto, la Unidad Formadora cumple sus dos funciones principales, la regulación de la tensión de la microrred y el mantener el balance de potencia. En este caso, también se muestra como después de los 50 segundos la unidad formadora absorbe la diferencia entre generación y consumo, por lo tanto, el recurso energético o fuente asociada a la Unidad Formadora debe tener la capacidad de manejar la potencia en forma bidireccional. El modelo de la Figura 8 podría considerarse como la topología básica de una microrred.

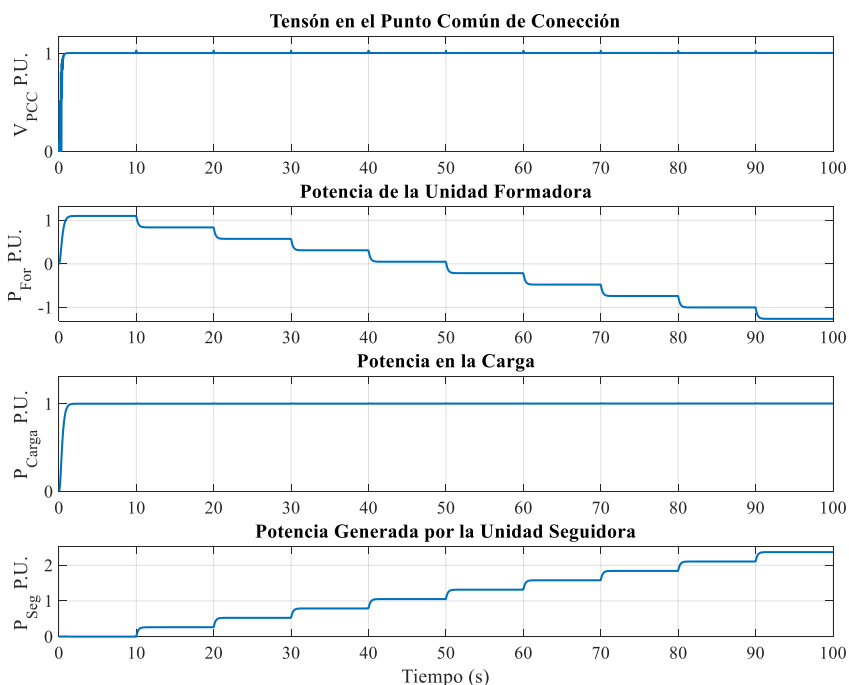


Figura 9. Operación de la Microrred de la Figura 8.

1.4 Topologías de microrredes eléctricas

Las arquitecturas de las microrredes eléctricas responden a las configuraciones básicas de las redes eléctricas de distribución convencionales [16]. En general se encuentran dentro de las topologías más comunes para microrredes la configuración Network, radial, anillo o lazo y la configuración en malla. Sin embargo, dos principales diferencias deben tenerse en cuenta en el caso de microrredes respecto a las topologías de las redes de distribución convencionales.

La principal diferencia radica en que las microrredes deben considerar un punto único de conexión con la red eléctrica convencional que le permita su integración como una unidad controlada dentro del sistema eléctrico convencional. De esta forma se asegura que la microrred pueda operar en modo interconectado o aislado. La segunda característica, tiene que ver con el modo de operación de los recursos energéticos distribuidos, ya que algunos de ellos deben reconfigurar su modo de operación para asegurar que al menos uno de ellos opere como unidad formadora asegurando la regulación de la red eléctrica local.

1.4.1 Configuración network

Esta configuración se caracteriza porque todas las unidades, tanto de generación como cargas se conectan a un punto de acople común operando completamente en paralelo. Un ejemplo de esto se presenta en la Figura 10, donde fuentes de generación renovables, baterías, vehículos eléctricos, y cargas se conectan a un punto común mediante sus respectivos convertidores electrónicos de acople. Adicionalmente, la red eléctrica tiene la posibilidad interconectarse a este mismo punto mediante el interruptor de interconexión y transformadores de acople o convertidor de potencia según se requiera. Debido a esto, las configuraciones Network son típicamente utilizadas en microrredes pequeñas, tanto en área como en capacidad de potencia. Un ejemplo de esto son las microrredes residenciales o incluso microrredes industriales pequeñas, donde se requiere una alta confiabilidad en el suministro de energía.

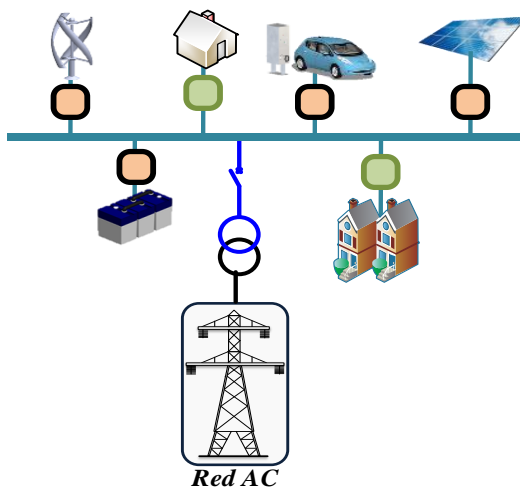


Figura 10. Topología network.

Los esquemas circuitales de la configuración en red, en modo conectado red y aislado se presentan en la Figuras 11 y 12, respectivamente. En las Figuras 11 y 12 las diferentes unidades de generación o carga de la Figura 10, junto con sus respectivas unidades de conversión se reemplazan por su representación como unidad formadora (Fuente de tensión) o unidad seguidora (Fuente de corriente) y carga. La principal diferencia entre las representaciones circuitales de las Figuras 11 y 12, es que en modo conectado a red todos los recursos energéticos distribuidos operan como unidades seguidoras.

Por lo tanto, los diferentes recursos energéticos requieren una operación de forma sincronizada a la tensión impuesta por la red AC principal. Mientras tanto, en el modo de operación aislado que se muestra en la Figura 12, se requiere que al menos uno de los recursos energéticos distribuidos asuma el rol de la unidad formadora. El rol de unidad formadora se puede asumir por más de una unidad al mismo tiempo, como se muestra en la Figura 10, lo que proporciona mayor confiabilidad al sistema eléctrico aislado, ya que en caso de falla o salida de una de las unidades formadoras la regulación de la red se garantiza por las unidades formadoras restantes. Esto es sin duda una ventaja desde el punto de vista de confiabilidad, pero impone retos tecnológicos relacionados con el reparto de potencia los cuales serán explorados en el siguiente capítulo.

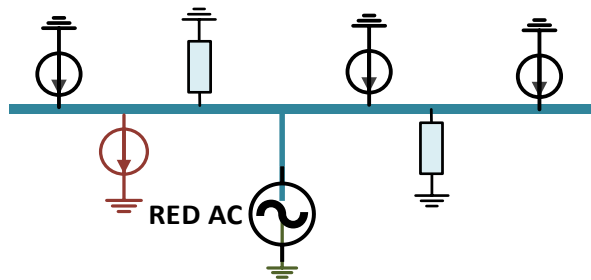


Figura 11. Topología de red modo conectado a red. En esta configuración todos los recursos energéticos operan como unidades seguidoras.

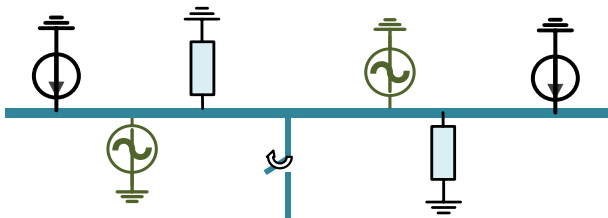


Figura 12. Topología de red modo aislado. En esta configuración al menos uno de los recursos energéticos debe operar como unidad formadora.

1.4.2 Configuración radial

Esta configuración es una de las más comunes en microrredes eléctricas sobre todo para su operación conectada a red [6], [17], [18]. La configuración radial se asemeja a un árbol con varias ramas como se muestra en las Figuras 13 y 14. La Figura 13 muestra diferentes unidades de generación y carga con sus respectivas unidades de conversión interconectadas a diferentes ramas o líneas de transmisión de la microrred. Por su parte, la Figura 14 representa cada uno de los recursos energéticos y sus convertidores de interconexión como unidades seguidoras, debido a que la microrred se encuentra conectada a la red AC principal. Este tipo de configuración se usa en áreas más grandes como en zonas rurales o suburbanas donde se tengan recursos distribuidos dispersos. Su principal inconveniente es el garantizar la calidad de potencia lo largo de las largas líneas de transmisión, sobre todo debido a la introducción de diferentes unidades de generación que complican el problema de calidad de potencia [17], [19]. Sin embargo, en contraprestación sistemas de protección e interruptores pueden

incorporarse al sistema para hacer desconexiones particulares sin afectar la operación de todo el sistema.

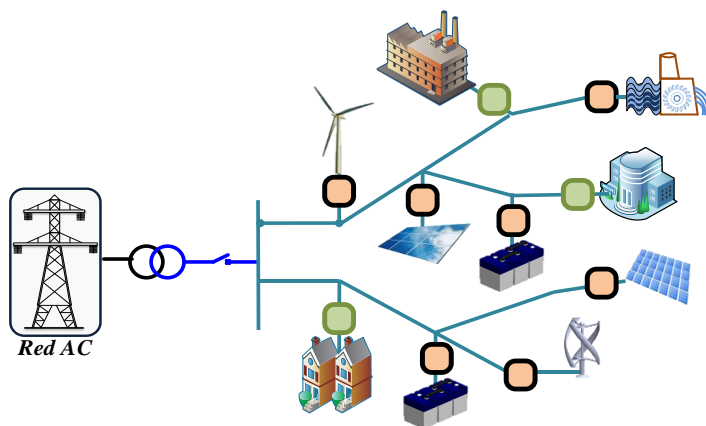


Figura 13. Representación de una microrred en topología radial con diferentes unidades de generación y carga con sus respectivas unidades de conversión y acople.

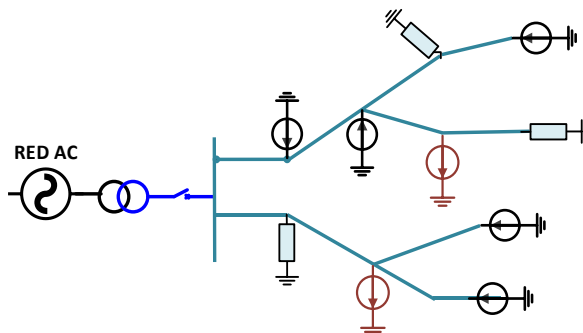


Figura 14. Representación de una microrred en topología radial en modo conectado a red y representando los diferentes recursos energéticos como unidades seguidoras.

1.4.3 Configuración en anillo

Esta es una de las configuraciones más robustas en su operación, aunque más compleja en su implementación y de mayores requerimientos en sus sistemas de protección. Cada unidad distribuida tiene conexión a la red desde dos puntos y en caso de desconexión o pérdida de una línea la red operará en la configuración Network expuesta anteriormente. Su estructura se muestra en la Figura 15, en modo conectado a red, la red principal opera como unidad formadora, mientras que los demás recursos operan como unidades seguidoras. En modo isla, las unidades distribuidas asociadas a los

elementos almacenadores de energía pueden asumir el rol de unidades formadoras.

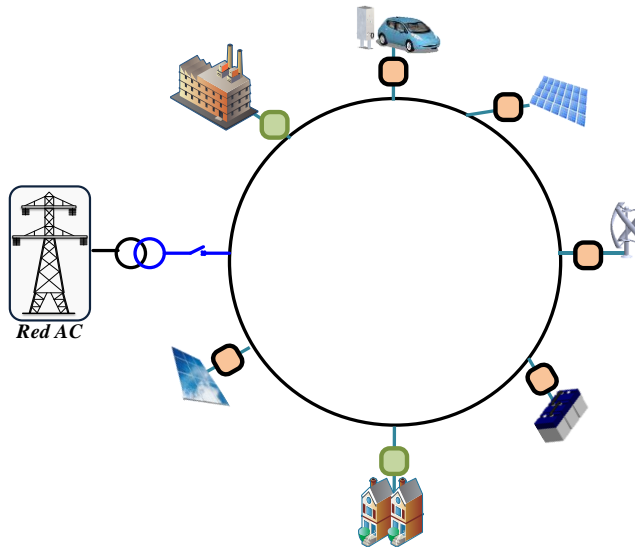


Figura 15. Topología en anillo de una microrred en modo conectado a red.

1.4.4 Configuración en Malla

Una configuración en malla se caracteriza porque cada una de las unidades energéticas distribuidas tiene conexión directa con varias o todas las unidades distribuidas como se muestra en la Figura 16. Esta configuración también puede formarse entrelazando anillos o líneas radiales de las configuraciones expuestas anteriormente. Sin embargo, producto de estas interconexiones adicionales resultan más costosas y complejas en sus sistemas de protección, debido al rápido aumento de las potencias de corto circuito. Pero, por otro lado, este tipo de configuraciones ofrecen efectos positivos en cuanto a reducción de pérdidas, regulación de tensión, calidad de potencia y mayor confiabilidad. Todo, esto gracias a la integración de recursos energéticos distribuidos a base de convertidores electrónicos en sus diferentes puntos de conexión [20].

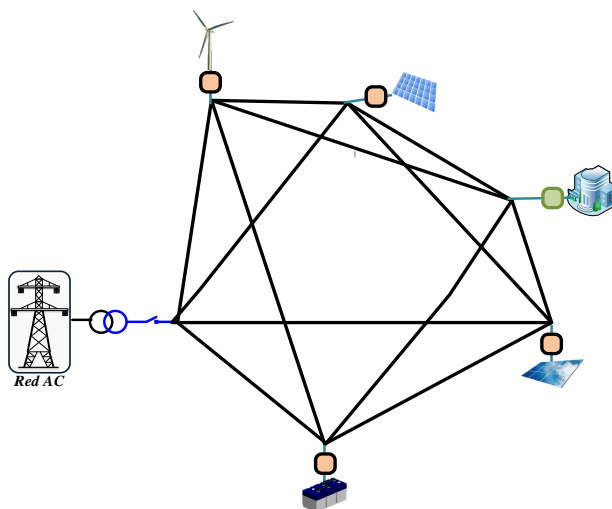


Figura 16. Topología en malla de una microrred en modo conectado a red.

1.5 Conclusiones del capítulo

La principal característica de una microrred es la capacidad de integrar recursos energéticos con característica de generación e interconexión diferentes y que estos operen como una sola unidad desde el punto de vista de la red eléctrica convencional. Esta integración se logra gracias al uso de convertidores electrónicos que son capaces de convertir de manera eficiente diferentes tipos de generación de energía a las requeridas para interconectarse en una red común.

Adicionalmente, los diferentes recursos energéticos, dentro de la microrred, deben configurarse y controlarse de tal forma que permitan la operación de la microrred de forma aislada o conectada a red. La operación en modo aislado o interconectado no solo define la posibilidad de interactuar con la red eléctrica convencional. También, determina en gran medida la forma en la cual deben controlarse los convertidores electrónicos asociados a los recursos energéticos para que interactúen con la microrred.

En este sentido, en modo aislado se requiere que por lo menos uno de los recursos se encargue de la regulación de la red eléctrica aislada, operando como unidad formadora. Esta unidad formadora se encargará además de garantizar la regulación de la red eléctrica local, de balancear la

diferencia entre generación y consumo. Por lo tanto, para el rol de unidad formadora se requiere que el recurso energético asociado a esta unidad tenga la capacidad tanto de inyectar como absorber energía. Así las cosas, baterías y otros elementos almacenadores de energía son los típicamente utilizados para asumir este rol.

Por otro lado, las unidades encargadas de inyectar potencia al sistema eléctrico operarán como unidades seguidoras, completamente sincronizadas y acopladas a la red eléctrica a la cual se interconectan. Por lo tanto, este rol lo asumen típicamente unidades con capacidad de generación de energía como los generadores fotovoltaicos y los aerogeneradores.

Y en relación con la operación de la microrred en modo conectado a la red AC principal, los recursos energéticos operarán típicamente como unidades seguidoras y no se requiere que ningún recurso energético asuma el rol de unidad formadora, ya que la propia red AC principal es la que define la amplitud y frecuencia del sistema eléctrico interconectado. Una de las características importantes de la operación de la microrred en modo conectado a red, es que, sin importar la arquitectura de la microrred, la conexión a la red AC principal se realiza en un único punto. Esto garantiza que la microrred, basada en varios recursos energéticos, sea vista desde la red AC principal como una única entidad con la cual se puede gestionar el intercambio de energía y soporte energético.

Capítulo 2

Operación de la microrred desde el punto de vista del control jerárquico

2.1 Introducción

Una microrred es un sistema complejo, compuesto por recursos energéticos distribuidos con características de generación y control heterogéneas. Dependiendo de las características del recurso energético éste puede operar como unidad formadora, en el caso que se tenga una fuente con capacidad para manejar un flujo bidireccional de energía, o como unidad seguidora, en el caso que sea una fuente o sumidero de potencia. Además, se deben considerar las características y limitaciones de cada una de las fuentes, si éstas participan de forma interactiva participando en la regulación y el balance del sistema eléctrico o si éstas participan de forma no interactiva. En este caso la potencia generada no puede ser despachada y controlada para cumplir con condiciones y requerimientos específicos de la microrred [9]. Por lo tanto, se requieren de métodos y esquemas de control que permitan la coordinación de los diferentes recursos energéticos distribuidos, de acuerdo con sus capacidades.

Además, se requieren sistemas de gestión de energía eficientes que permitan maximizar los objetivos de control de la microrred [21]–[23]. En este sentido, se definen estructuras de control desde un nivel jerárquico que

garanticen un funcionamiento confiable de la microrred a diferentes niveles de su operación. Esta estructura de control jerárquica define tareas específicas desde diferentes niveles, iniciando por un nivel básico encargado del control de los componentes electrónicos, pasando por esquemas de control que permiten la interacción de unidades formadoras y seguidoras. Luego, se definen esquemas que permitan asegurar la operación del sistema eléctrico a niveles de tensión nominales y adecuados y por último, niveles de control que permitan la gestión para la interacción con la red eléctrica principal [7], [24], [25]. Por lo tanto, considerando los diferentes niveles de control y tiempos de respuesta requeridos se han definido estructuras de control jerárquico que permiten coordinar y gestionar la operación de microrredes basadas en recursos energéticos distribuidos como una sola entidad.

Es importante mencionar, que la operación de las microrredes en modo isla resulta más compleja que la operación en modo conectado a red AC principal. Lo anterior, a razón que en modo conectado a red AC principal, es esta misma la que define las características de tensión en el sistema eléctrico, comportándose como un buffer, compensando cualquier desequilibrio entre generación y consumo [5]. Por el contrario, en una microrred aislada la responsabilidad de la regulación de la red eléctrica debe ser asumida por los diferentes recursos energéticos distribuidos que la integran. Por lo tanto, este capítulo explora las principales características de operación de microrredes aisladas, desde el punto de vista del control jerárquico y como estas se integran a un sistema interconectado.

2.2 Estructura de control jerárquico

En la literatura se encuentran diferentes definiciones sobre la estructura de control jerárquico para microrredes, las cuales se especifican de acuerdo con las funciones de control que se desarrollan en cada nivel o capa. Por lo tanto, la definición de los niveles de control jerárquico está más relacionada con tareas específicas desarrolladas en cada uno de los niveles y el ancho de banda de los controladores y no en la forma en la cual se implementa dicha tarea de control. Esto es, el control se puede implementar de forma

centralizada o descentralizada entre diferentes controladores locales o incluso soluciones híbridas centralizadas y descentralizadas pueden considerarse [26]. Sin embargo, se ha llegado a un consenso en cuanto a la definición de tres niveles básicos de control dentro de una microrred, los cuales se definen como nivel primario, secundario y terciario [24]. La Figura 17 muestra un esquema clásico para definir los diferentes niveles de control jerárquico y las funciones básicas que se desempeñan en cada nivel.

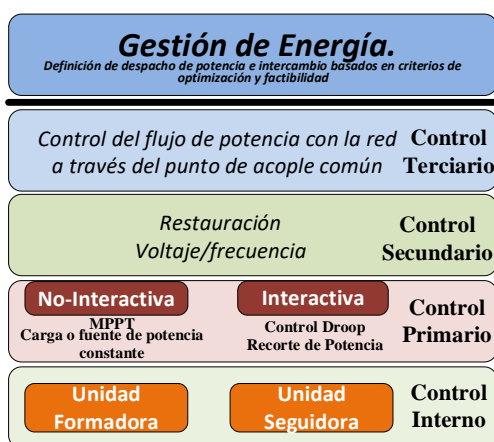


Figura 17. Niveles del control jerárquico en microrredes.

En la Figura 17 adicional a los tres niveles de control convencional (primario, secundario y terciario), dentro de la estructura se definen dos niveles adicionales. El primero está relacionado con los lazos de control interno que aseguran la operación de las unidades distribuidas como formadoras o seguidoras, es decir en modo de control de corriente y tensión como se presentó en el capítulo anterior. Este primer nivel, de control interno, se caracteriza por requerir tiempos de respuesta del orden de los μ s a los ms y por lo tanto anchos de banda con altas velocidades de transmisión. Por otro lado, el último nivel (Gestión de Energía) se encarga de definir la generación de energía de las fuentes despachables, así como, la cantidad de energía que puede intercambiarse con la red de acuerdo con criterios de operación óptima y factible. En este caso, los tiempos de respuesta son mayores del orden de minutos u horas, bajando los requerimientos en el ancho de banda para la transmisión de datos. Este último nivel será explorado con más detalle en el siguiente capítulo.

2.2.1 Control primario

El control primario está relacionado con el reparto de potencia entre las unidades de generación distribuidas. En esta etapa se especifican los lazos de control, típicamente locales, que definen la potencia que maneja cada una de las unidades. Dentro del nivel primario se pueden definir funciones interactivas y no interactivas que responden principalmente al grado de contribución de cada una de las unidades en la regulación del sistema eléctrico [9]. Por ejemplo, una unidad que puede ajustar la potencia generada de tal forma que se logren los requerimientos de la carga y se mantenga el balance de potencia del sistema se puede considerar que tiene una operación interactiva. Del mismo modo, cuando las unidades formadoras ajustan su potencia generada o absorbida para mantener el balance de potencia en el sistema y por ende la regulación de tensión en el sistema, estarían operando en modo interactivo.

Por otro lado, si las unidades inyectan o absorben potencia independientemente de los requerimientos de consumo o de los requerimientos particulares del sistema eléctrico se considera que operan en modo no interactivo. Un ejemplo de unidades no interactivas son los generadores basados en recursos energéticos renovables variables como la energía solar o eólica. En estos casos, las unidades de generación tienden a operar en sus puntos de máxima generación de potencia buscando generar la máxima energía del sol o el viento. Sin embargo, la potencia generada dependerá de las condiciones ambientales y no de los requerimientos del sistema eléctrico [9]. No obstante, es posible convertir estas fuentes no interactivas en fuentes interactivas si su potencia generada se ajusta por debajo de su punto máximo de generación de tal forma que se ajuste a los requerimientos de la carga [27].

Uno de los papeles más importantes desarrollados en el control primario es el de las unidades formadoras, las cuales operan siempre en modo interactivo ya que ajustan su contribución de potencia de tal forma que se asegure el balance y la regulación de tensión en el sistema. Como se ha mencionado anteriormente, se debe asegurar que al menos una de las unidades de generación en una microrred opere como unidad formadora. En

este caso, se considera que esta unidad opera como maestro, mientras que las demás unidades operarían como esclavas, subordinadas a las condiciones de tensión en la red impuestas por la unidad formadora. Además de esto, es posible que dos o más unidades operen como unidades formadoras en una operación denominada multi-maestro, en la cual todas las unidades se encuentran conectadas en paralelo como se muestra en la Figura 18 que presenta el esquema básico de conexión de múltiples recursos energéticos a la microrred, los cuales se interconectan por medio de convertidores electrónicos que cuentan con su propio lazo de control. La naturaleza del recurso energético y el tipo de control del convertidor definirán el rol que desempeñará la unidad dentro de la microrred. Si todas las unidades asumen el rol de unidad formadora, el problema de regulación y balance de potencia en la red eléctrica se reparte entre todas ellas.

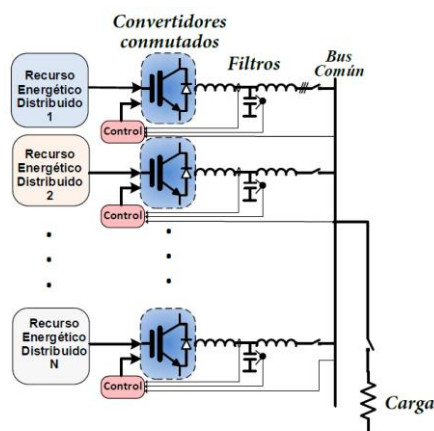


Figura 18. Múltiples recursos energéticos distribuidos conectados en paralelo.

Diferentes aproximaciones se han propuesto para dar solución al problema de reparto de potencia entre unidades formadoras en microrredes eléctricas. Entre ellas, se pueden mencionar desde soluciones centralizadas basadas en comunicaciones hasta soluciones distribuidas que no requieren el uso de sistemas de comunicaciones dedicados [28]. Dentro de las estrategias de reparto de potencia, la más común y utilizada dentro de las microrredes es el control droop, ya que este método de control permite el reparto de potencia entre múltiples unidades formadoras sin necesidad del uso de canales dedicados de comunicación [29], [31].

El principio de operación del control droop se basa en la operación de un sistema eléctrico alimentado por máquinas síncronas. En este tipo de sistemas existe un acople natural entre la frecuencia de operación ($\omega = 2 * \pi * f$) y la potencia activa generada (P). Por lo tanto, ante una fuerza mecánica constante, la frecuencia de operación se reduce cuando la potencia generada se incrementa y viceversa. Cuando se tienen dos o más máquinas síncronas conectadas en paralelo estas tienden a permanecer sincronizadas. Entonces, la potencia generada por cada una de ellas dependerá de la relación entre el acople que se tengan entre frecuencia y potencia [32]. Adicionalmente, existe un acople entre la amplitud de la tensión (E) generada y la potencia reactiva (Q). Esta característica de reparto de potencia se presenta en sistemas eléctricos con líneas altamente inductivas, lo cual se explica de la siguiente manera.

Considerando el sistema eléctrico compuesto por dos generadores interconectados a través de una línea de impedancia $Z_L \angle \theta$, como se muestra en la Figura 19, la tensión del generador 1 es $E_1 \angle \varphi$ y la tensión del generador 2 es $E_2 \angle 0$. Mediante un análisis fasorial es posible determinar el flujo de potencia activa y reactiva entre las unidades como se presenta en las ecuaciones (8) y (9), respectivamente.

$$P = \frac{1}{Z_L} [(E_1 E_2 \cos \varphi - E_2^2) \cos \theta + E_1 E_2 \sin \varphi \sin \theta] \quad (8)$$

$$Q = \frac{1}{Z_L} [(E_1 E_2 \cos \varphi - E_2^2) \sin \theta - E_1 E_2 \sin \varphi \cos \theta] \quad (9)$$

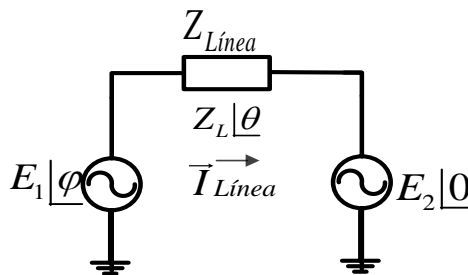


Figura 19. Sistema eléctrico compuesto por dos generadores interconectados para el análisis del flujo de potencia.

Cuando la línea en la Figura 19 es puramente resistiva, ($\theta = 0$), las ecuaciones (8) y (9) se puede simplificar como:

$$P = \frac{E_1 E_2 \cos \varphi - E_2^2}{Z_L} \quad (10)$$

$$Q = \frac{E_1 E_2 \sin \varphi}{Z_L} \quad (11)$$

Por el contrario, cuando la línea es puramente inductiva, ($\theta = \frac{\pi}{2}$), las ecuaciones (8) y (9) se puede simplificar como:

$$P = \frac{E_1 E_2 \sin \varphi}{Z_L} \quad (12)$$

$$Q = \frac{E_1 E_2 \cos \varphi - E_2^2}{Z_L} \quad (13)$$

De las ecuaciones (10) y (11), cuando la línea es puramente resistiva, se deduce que el flujo de potencia activa depende principalmente de las amplitudes de las tensiones E_1 y E_2 mientras que el flujo de potencia reactiva depende principalmente del ángulo de fase φ . Por el contrario, cuando la línea es puramente inductiva [ecuaciones (12) y (13)], el flujo de potencia activa depende principalmente del ángulo de fase φ , mientras que el flujo de potencia reactiva depende principalmente de las amplitudes de las tensiones E_1 y E_2 . Conociendo la relación entre frecuencia y fase ($\omega = d\varphi/dt$), se concluye en este punto que la línea inductiva cumple con las condiciones dadas en sistemas eléctricos alimentados por máquinas síncronas para que se presente el efecto droop. Por lo tanto, en sistemas eléctricos principalmente inductivos es posible cumplir las relaciones requeridas entre potencia activa y frecuencia (f - P) y entre potencia reactiva y amplitud (E - Q) que se resume en las ecuaciones (14) y (15) para microrredes AC.

$$E_{ref}^* = E_0 - K_Q Q \quad (14)$$

$$\omega^* = \omega_0 - K_P P \quad (15)$$

Donde, E_0 es el valor de tensión nominal, ω_0 es la frecuencia angular nominal, K_P , K_Q y R_V son los coeficientes droop. En el caso de los convertidores electrónicos en microrredes eléctricas AC, dichos acoples entre potencia

activa y frecuencia, y entre potencia reactiva y amplitud no existen por sí solos.

Sin embargo, este comportamiento se puede introducir a la dinámica del convertidos por medio de lazos de control, de tal forma que se logre el acople deseado entre frecuencia y potencia activa (f - P) y amplitud y potencia reactiva (E - Q). La Figura 20 muestra el esquema de los lazos de control para un convertidor en microrredes AC, incluyendo el lazo de control droop. Básicamente, los lazos de control de tensión son los mismos de la Figura 6, para la unidad formadora. Simplemente, la Figura 20 incluye el lazo de control droop que definen las ecuaciones (14) y (15).

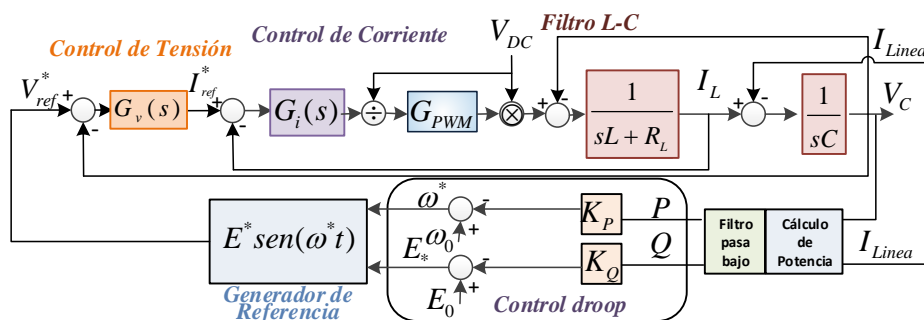


Figura 20. Esquemas de los lazos de control de un inversor como unidad formadora con esquemas droop.

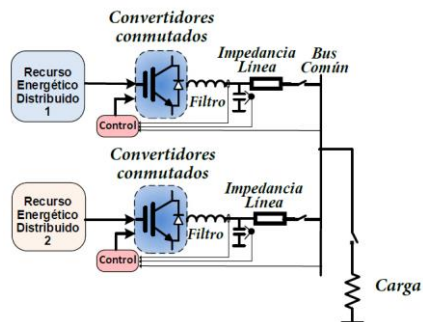


Figura 21. Dos unidades formadoras conectadas en paralelo a un bus común con la carga.

La Figura 21 muestra el esquema de dos unidades formadoras conectadas en paralelo alimentando una carga común. Asumiendo primero, que las líneas que unen estas unidades al punto de conexión con la carga tienen un comportamiento altamente inductivo. Segundo, que cada una de

estas unidades cuenta con los lazos de control que se muestran en la Figura 20 y tercero, que los valores de los coeficientes droop son los mismos en las dos unidades. La curva droop presenta el comportamiento de la Figura 22.

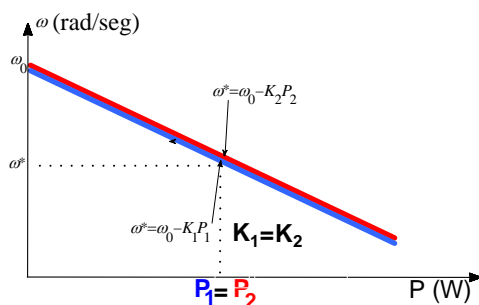


Figura 22. Curvas droop para dos unidades formadoras con el mismo valor de coeficientes droop.

En la Figura 22 se ve que la frecuencia de operación varía de tal forma que se equilibra el sistema en el punto en el que la potencia se reparte de forma igualitaria entre las dos unidades formadoras ($P_1 = P_2$). Por otro lado, la Figura 23 ilustra el comportamiento del sistema cuando se usan diferentes valores de los coeficientes droop. En este caso, se ve que la unidad con un mayor coeficiente droop entregará una menor potencia que la unidad con el coeficiente más bajo. El sistema se equilibrará en una frecuencia de operación diferente a la nominal, de tal forma que se consiga el reparto de potencia. La Figura 24 muestra una simulación del sistema de la Figura 21 la cual inicia sin ninguna carga y a los 20 segundos se conecta una carga de 375W, la cual se reparte de forma igualitaria entre las dos unidades formadoras, ya que estas tienen el mismo valor de los coeficientes droop. A los 40 segundos se duplica el valor del coeficiente droop de la unidad formadora 1 (línea azul). Por lo tanto, su contribución de potencia será la mitad respecto a la contribución de potencia de la unidad formadora 2. Como se observa en la Figura 24, la unidad con el menor coeficiente entregará mayor potencia que la unidad con el valor más grande en el coeficiente droop. Adicionalmente, se puede ver como el valor de la frecuencia de la microrred varía respecto a su valor nominal de 60Hz ($\omega_0 = 377$ rad/seg), de acuerdo con el reparto de potencia en el sistema. Esta variación en cualquier caso debe ser menor al 2% del valor nominal [33].

Por otro lado, es importante tener en cuenta que el cálculo adecuado de los coeficientes droop debe responder a criterios de estabilidad tal y como se propone en [14] y [32]. Además, como se mencionó anteriormente la efectividad de este método depende de su implementación en microrredes con características inductivas. Esto no siempre es posible, sobre todo en pequeñas microrredes o en microrredes con topología red como la de la Figura 10, ya que los recursos energéticos se encuentran cerca y no se puede garantizar líneas de conexión inductivas. Como alternativa, se pueden conectar inductancias entre el convertidor y el punto de conexión con la carga. Otra alternativa de menor costo, menor impacto en el tamaño de la microrred y menores pérdidas es el uso de impedancias virtuales [34].

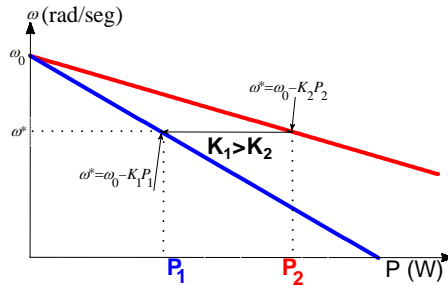


Figura 23. Curvas droop para dos unidades formadoras con diferente valor de coeficientes droop.

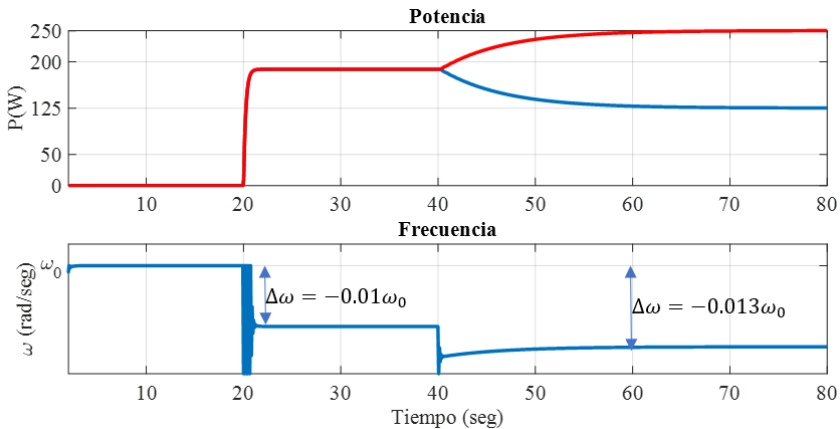


Figura 24. Respuesta en el tiempo para una microrred AC con dos unidades formadoras.

La impedancia virtual $Z_{virtual}$ se implementa como un lazo de control adicional al sistema de control de la Figura 20, tal y como se muestra en la

Figura 25. Esta consiste básicamente en emular el comportamiento de una impedancia real conectada en serie al convertidor, causando el mismo efecto de caída de tensión que tendría una impedancia real. Esta impedancia se puede ajustar de tal forma que sea mayormente inductiva, logrando así el mismo efecto de una inductancia real conectada en serie al convertidor. Sin embargo, también se puede ajustar de forma resistiva cuando se requiere proveer mayor estabilidad al sistema. No obstante, su mayor ventaja al tratarse de un componente virtual es que no se presentan disipaciones de potencia.

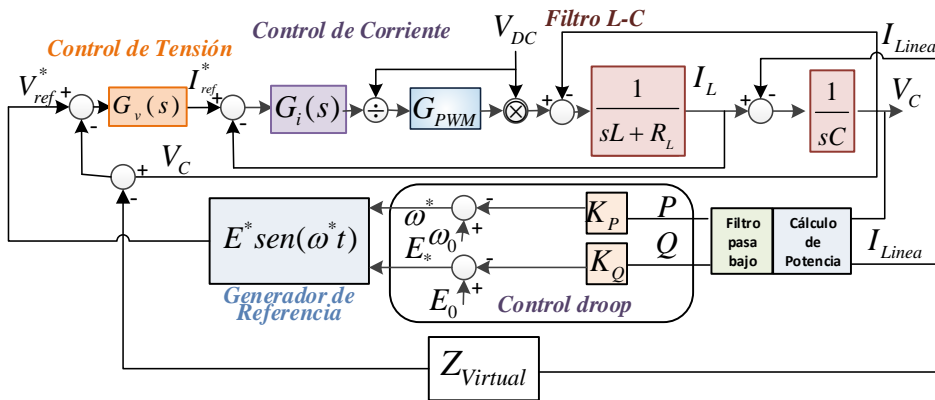


Figura 25. Esquemas de los lazos de control de un inversor como unidad formadora con esquemas droop e impedancia virtual.

En el caso particular de una microrred DC, el reparto de potencia depende del equivalente de la impedancia virtual, pero en un circuito en DC, en este caso una resistencia virtual (R_V) como se presenta en la ecuación (16). En este caso, la tensión en el bus DC dependerá de la corriente que se inyecte y del valor de la resistencia virtual. Por lo tanto, para dos unidades formadoras como se muestra en la Figura 26, la unidad con mayor resistencia virtual contribuirá con menor corriente a la carga que la unidad con menor resistencia virtual. Similarmente, la contribución de potencia de cada unidad formador puede ajustarse de acuerdo a los valores de coeficientes droop o resistencia virtual.

$$V_{ref}^* = V_0 - R_V I_{out} \quad (16)$$

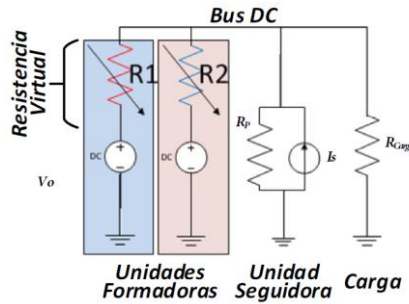


Figura 26. Esquema de una microrred DC con resistencia virtual ajustable en sus dos unidades formadoras.

2.2.2 Control secundario

Uno de los principales inconvenientes de los esquemas de reparto de potencia es la desviación de los valores de tensión y frecuencia de sus valores nominales. En este sentido, la principal tarea de un control secundario es realizar la restauración de los valores de tensión y frecuencia a sus valores nominales y de esta forma garantizar una regulación adecuada y calidad de potencia en el sistema aislado.

El principio de operación de un control secundario se basa en reajustar los valores de referencia en frecuencia y tensión de los controladores primarios desplazando las curvas droop, tal y como se muestra en la Figura 27 para una curva (f - P). Lo que se busca es que la frecuencia y operación de la microrred se restablezca al valor de operación nominal desplazando la curva un valor Δf . El mismo efecto se busca para la amplitud de la tensión de la microrred. De esta forma no se compromete el reparto de potencia y se asegura que la operación del sistema será llevada a su punto de operación nominal.

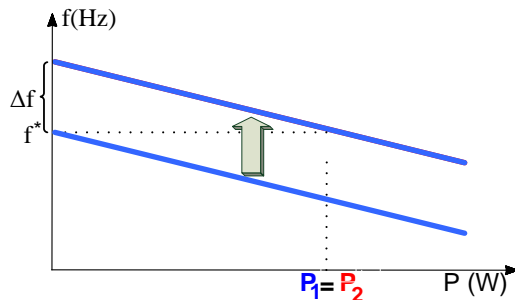


Figura 27. Efecto del control secundario en la curva (f - p).

El control secundario comúnmente se implementa de forma independiente para restauración de frecuencia y tensión en una microrred. En cada controlador se comparan los valores de tensión y frecuencia medidos en el punto de conexión con los valores nominales. Luego, los errores son procesados por controladores generalmente del tipo proporcional integral implementados de forma centralizada y su resultado (Δ) es enviado a las diferentes unidades con la información de (ΔE , $\Delta\omega$, ΔV) como se ilustra en la Figura 28. Por lo tanto, las ecuaciones (14) a (16) se modifican como:

$$E_{ref}^* = E_0 - K_Q Q + \Delta E \quad (17)$$

$$\omega^* = \omega_0 - K_P P + \Delta\omega \quad (18)$$

$$V_{ref}^* = V_0 - R_V I_{out} + \Delta V \quad (19)$$

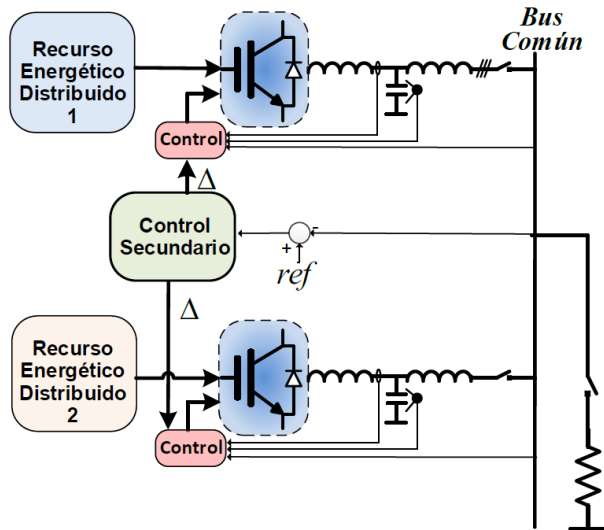


Figura 28. Esquema de un control secundario centralizado.

Aunque típicamente el control secundario se implementa de forma centralizada para asegurar que el mismo valor de variable incremental (Δ) sea aplicado en todas las unidades formadoras, otros métodos de control distribuido también son altamente utilizados mediante el uso de algoritmos

de consenso [25]. La Figura 29 muestra la forma como se incorpora la variable incremental (Δ) proveniente del control secundario en los lazos de control. Finalmente, la Figura 30 evidencia la respuesta de una microrred AC ante la restauración de frecuencia y tensión, cuando se aplica el control secundario.

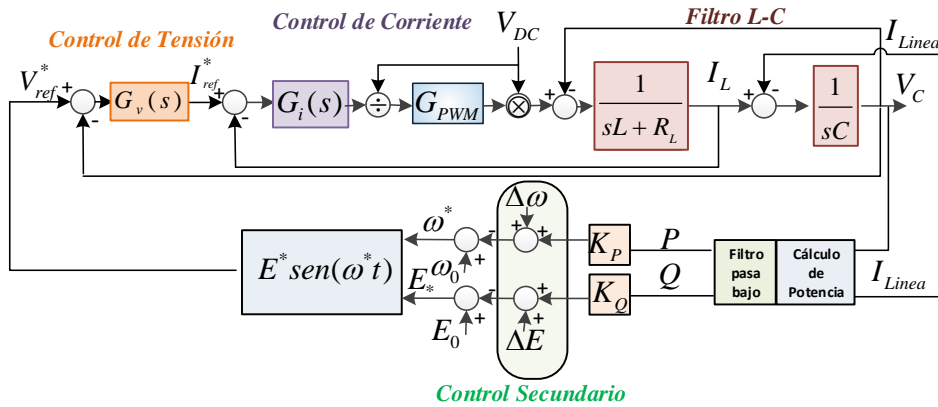


Figura 29. Esquemas de los lazos de control de un inversor con control secundario.

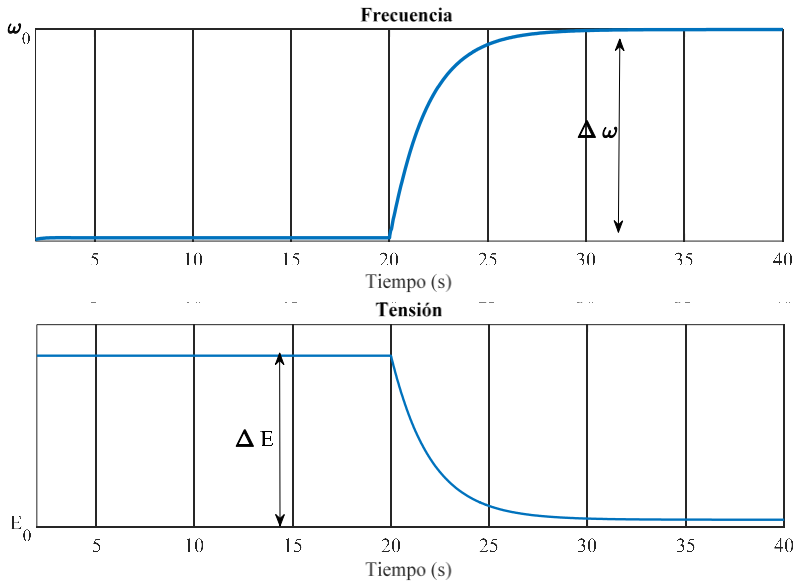


Figura 30. Respuesta de un control secundario para restauración de tensión y frecuencia.

Como regla general en la sintonización de los diferentes controladores en los diferentes niveles de control jerárquico se requiere que el ancho de

banda sea menor a medida que se aumenta en el nivel de control. Esto es que el lazo de control de tensión sea más lento que el de corriente, que el control primario sea más lento que el de tensión y que el secundario sea más lento que el control primario. Esta regla se resume en la Tabla 1.

Tabla 1. Comparación de los anchos de banda de los controladores en la estructura de control jerárquico

Lazo de Control	Ancho de Banda
Control Corriente	ω_0
Control Tensión	$\omega_0/10$
Control Primario	$\omega_0/100$
Control Secundario	$\omega_0/1000$
Control Terciario	$\omega_0/10000$

2.2.3 Control terciario

La operación del control terciario es similar a la del control secundario, sin embargo, el objetivo de control cambia. En el caso del control terciario, su principal objetivo es regular el flujo de potencia entre la microrred, vista como una unidad, y la red AC principal. Por lo tanto, el lazo de control tomará los valores de corriente y tensión en el punto de acople común y los comparará con un valor de referencia definido por un nivel de control superior, tal y como se muestra en la Figura 31. Luego la acción de control procesada el controlador se envía como referencia a cada una de las unidades formadoras de tal forma que esta señal de control ajusta las curvas droop desplazándolas un factor diferencial (Δ) hasta que se logre el flujo de potencia deseado.

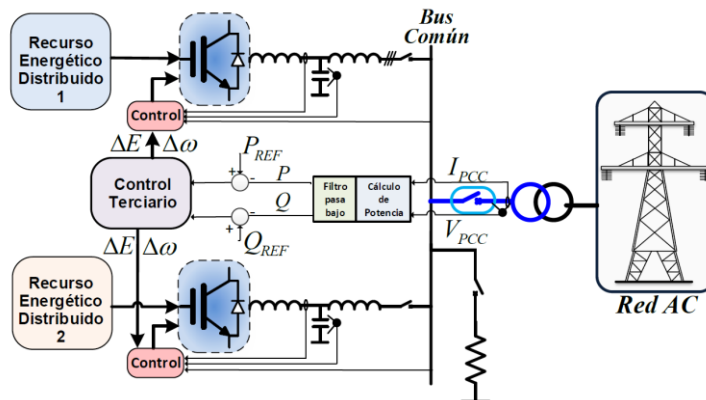


Figura 31. Esquema de un control terciario.

En este caso, ya que se trata de un sistema interconectado la red AC principal, será esta la que definirá la frecuencia y tensión en el punto de acople común. Por lo tanto, es absolutamente necesario que la microrred se encuentre completamente sincronizada tanto en frecuencia, amplitud y fase con la red AC principal en el momento de realizar la interconexión. De no ser así, se presentarán flujos de potencia indeseados entre la microrred y la red AC principal. El efecto del control terciario en la curva droop (f - P) se ilustra en la Figura 32. Como se mencionó antes, primero se debe garantizar la sincronización entre la microrred y la red AC principal. Luego, se cierra el interruptor de conexión a red y el flujo de potencia será igual a cero. Una vez se activa el control terciario, se realiza un desplazamiento de las curvas droop (Δf) hasta que la potencia intercambiada con la red AC principal iguale el valor de la referencia (P_{REF}).

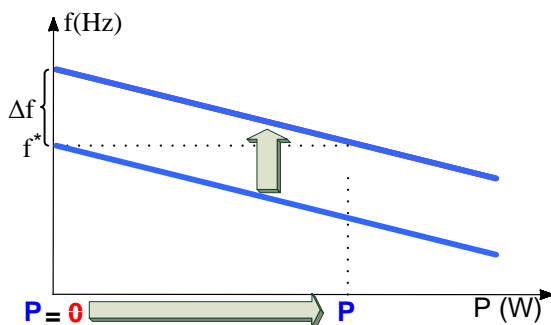


Figura 32. Efecto del control terciario.

La Figura 33 muestra la simulación de la microrred que se muestra en la Figura 31. En ella primero se opera la microrred en modo isla con control primario (droop) para una carga de 0.375 p.u. En este caso, las unidades formadoras tienen valores diferentes en los coeficientes droop, siendo el coeficiente droop de la unidad 2 (rojo) el doble del de la unidad 1 (azul). Como puede verse en los primeros 60 segundos, el reparto de potencia será inversamente proporcional al valor de los coeficientes droop y se presenta desviación en la frecuencia. A los 60 segundos se activa el control secundario y se evidencia la restauración de frecuencia. Sin embargo, es necesario garantizar la sincronización antes de hacer la conexión a la red.

Este proceso se activa a los 120 segundos. A los 200 segundos se considera que la tensión generada por la microrred está completamente sincronizada con la tensión de la red y por lo tanto se realiza la conexión y la tensión y frecuencia serán definidas por la red AC principal. Luego de la conexión se realizan cambios en la consigna del valor de potencia activa a intercambiar con la red. Los valores de referencia son 0, 0.5, 1, -1, -0.5 y 0 en por unidad. En estos casos, se observa que la contribución de las unidades de la microrred será inversamente proporcional al valor del coeficiente droop y su valor dependerá de la carga local más lo que se envíe o reciba de la red AC principal.

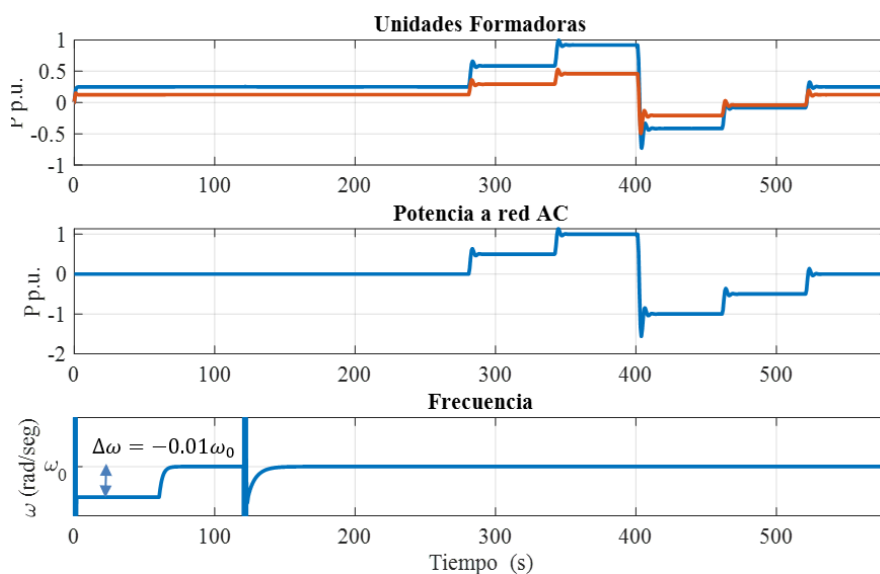


Figura 33. Respuesta de un control terciario.

2.3 Conclusiones del capítulo

Para asegurar la operación de la microrred como una sola entidad controlada desde el punto de vista de la red AC principal, se han definido estructuras de control jerárquico. La más común de ellas diferenciada en tres niveles primario, secundario y terciario, las cuales se diferencian por desarrollar tareas de control y regulación en diferentes anchos de banda. Esto quiere decir, que no es el mismo el tiempo de respuesta que se requiere para asegurar la regulación de tensión de la microrred que el tiempo de

respuesta que se requiere para regular el flujo de potencia con la red AC principal. Primero, se debe asegurar la regulación de la red para que la tarea de intercambio de potencia sea posible. Por lo tanto, a medida que se escala en los diferentes niveles del control jerárquico el ancho de banda de los controladores se reduce.

Adicional a los niveles de control convencional se definen dos niveles adicionales que son los lazos de control internos, necesarios con la correcta operación de los convertidores electrónicos que interconectan los generadores a la microrred, y una capa superior que se encarga de generar las consignas y referencias de control necesarias para la interacción e intercambio de potencia con la red AC principal. La primera capa definida se abordó en el primer capítulo considerando los diferentes modos de operación de los convertidores. La última capa denominada Gestión de Energía será abordada en el siguiente capítulo de este documento. El control terciario al encargarse del flujo de potencia con la red AC principal, tienen sentido únicamente en un sistema interconectado. Sin embargo, esto no implica que niveles de control superiores, como el nivel de gestión, no pueda implementarse sin el nivel de control terciario, particularmente para el caso de las microrredes aisladas, como se podrá ver en el siguiente capítulo.

Capítulo 3

Gestión energética de microrredes eléctricas

3.1 Introducción

En una microrred es esencial mantener el balance energético de generación y demanda para garantizar su confiabilidad, estabilidad y eficiencia. El desafío que esto supone proviene de la energía, en la mayoría de los casos ambientalmente sostenibles, de fuentes distribuidas variables, tales como fuentes fotovoltaicas, turbinas eólicas y fuentes de energía mareomotriz, que producen perfiles de generación difíciles de predecir por su dependencia de condiciones ambientales [35].

El sistema de gestión de energía de una microrred (MGEMS por sus siglas en inglés MicroGrid Energy Management System) es un sistema automatizado integral basado en computadora que combina tecnología informática avanzada de comunicación y manejo de datos para optimizar la gestión de las fuentes distribuidas de generación, los dispositivos de almacenamiento de energía, las cargas gestionables dentro de la microrred y los nuevos recursos distribuidos que se han venido incorporando a la red energética [36], [37].

La gestión de las microrredes supone la implementación de diferentes funciones que son flexibles y pueden variar su complejidad de una microrred

a otra [38]. Actualmente, los MGEMS tienen muchas potencialidades para su implementación debido, a las aplicaciones en la nube, el Internet de las Cosas (IoT) y los avances en las redes inteligentes [39].

En la Figura 34 se muestra una estructura modular de MGEMS de mediana complejidad. En general, un MGEMS tiene interacción con variadas fuentes de información, tales como mediciones desde la microrred, información de condiciones externas de la red o de otras microrredes cercanas (información externa o exógena) e interacción con el usuario, por medio del interfaz usuario-máquina (HMI del inglés Human-Machine Interface) [40].

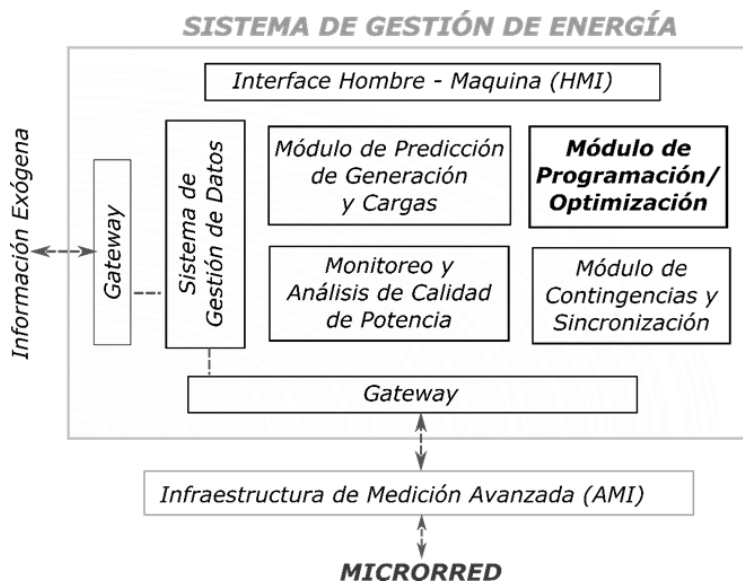


Figura 34. Ejemplo de estructura modular de un MGEM.

El envío de información de la microrred se realiza generalmente por medio de una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI del inglés Advance Metering Infrastructure). Estas AMI son sistemas que involucran medidores inteligentes, concentradores de datos, sistemas de comunicación basados en diversas tecnologías (RF, WIFI, etc.) y, en muchos casos, poseen su propio sistema de gestión de datos que puede ser propio o ser parte del MGEMS de la microrred.

Todos los datos se adquieren del AMI, o en su ausencia del sistema de medición y envío de datos implementado, se utilizan en el módulo de monitoreo y análisis de calidad de potencia. Esta última funcionalidad aún es tema de investigación y tiene como finalidad determinar las fuentes de fallas de calidad de potencia y poder llevar a cabo acciones en línea para resolverlas.

Adicionalmente, el MGEMS puede contar con un módulo de manejo de contingencias y sincronización que mantenga una operación confiable de la microrred. Por ejemplo, la microrred puede requerir llevar a cabo la conexión de nuevas fuentes de energía o la desconexión de ciertas cargas. Estas acciones se deciden generalmente mediante el módulo de programación, pero ante la presencia de fallas, es conveniente contar con un módulo de manejo de contingencias que pueda operar rápidamente. Si la microrred se desconecta de la red principal, la gestión de la sincronización para su reconexión también puede ser gestionada por medio de este módulo. Muchas veces estas funciones se delegan a niveles de control de más bajo nivel que lleven a cabo la supervisión de la operación.

El MGEMS puede incluir un módulo de predicción de perfiles de generación y de cargas. Estos perfiles son de utilidad si se pretende optimizar la programación de los recursos energéticos distribuidos. Este módulo puede contener modelos matemáticos que predicen el comportamiento a corto (horas) o largo (años) plazo, dependiendo de las aplicaciones que se implementen en los demás módulos. Otra posibilidad es que el módulo esté conectado (a través de cloud-computing o de una aplicación web, por ejemplo) a un sistema de predicción externa y, de esta forma adquiera por demanda y tenga disponible los perfiles (de condiciones ambientales, de carga o de tarifas) que requieran los demás módulos.

La funcionalidad principal del MGEMS es programar/optimizar el uso de los recursos energéticos de la microrred y de las cargas. Este módulo incluye la implementación de algoritmos que programan la operación de dichos recursos teniendo en cuenta las condiciones actuales de la microrred, las necesidades energéticas de las cargas y la información exógena disponible. Esta programación corresponde a la asignación de recursos distribuidos y

cargas que se deben operar, su energía y/o su potencia, lo cual es entregado por el MGEMS a la microrred y es usado por los niveles altos de control como referencias de control para operar de forma ajustada a los requerimientos del MGEMS.

Independientemente de la MGEMS, la microrred debe estar en capacidad de operar de manera estable aun cuando se presenten fallas de comunicación con el MGEMS. Por esta razón, y como se mencionó en secciones anteriores, la operación y gestión de la microrred se llevan a cabo mediante un esquema jerárquico (Ver Figura 35), que permita la operación estable de la microrred incluso en ausencia de la MGEMS.

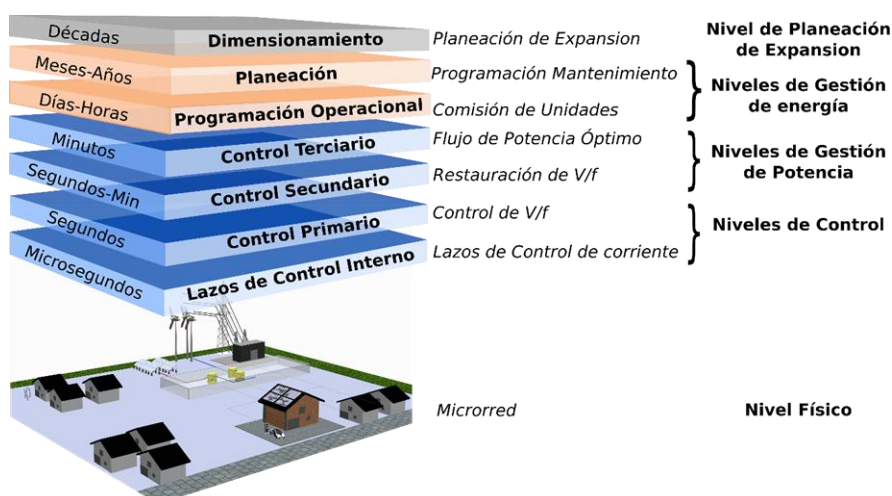


Figura 35. Niveles de operación y gestión de microrredes.

De esta manera, los recursos energéticos presentes en el nivel físico cuentan con varios niveles de control y gestión que operan a diferentes anchos de banda, de forma que se garantice una operación robusta de la microrred, ya que cada uno maneja tiempos de operación diferentes. Es posible clasificar la jerarquía en niveles de control, de gestión de potencia, de gestión de energía y niveles superiores de planeación de expansión.

Los niveles de control y gestión de potencia son generalmente los controles de campo que mantienen la operación estable de la microrred, tanto en corriente (lazos internos), voltaje, frecuencia (primaria y

secundaria) y flujo de potencia (control terciario); en este último es posible implementar algoritmos en línea que optimicen la repartición de la potencia (activa y reactiva) de forma local.

Estos niveles de control requieren de sistemas de más alto nivel que puedan asignar puntos de operación de acuerdo con las condiciones óptimas de la microrred y las exigencias externas. Este nivel superior es un nivel de gestión de energía que, a su vez, está jerarquizado para optimizar las unidades que se pueden asignar y su respectivo suministro de energía.

En los niveles de gestión energética se realiza la planificación de los recursos tanto a corto como a largo plazo. En el nivel operativo (corto plazo) se busca la programación de la operación de los recursos energéticos de la microrred de forma eficiente u óptima para las siguientes horas o días [29], [41]. Los niveles más altos de esta jerarquía corresponden a sistemas de gestión estratégica que buscan realizar planes de mantenimiento, programación de reemplazos, y la implementación o contratación de nuevas unidades de generación que implica análisis de los datos de meses, años o incluso décadas.

3.2 Técnicas usadas para la programación de recursos energéticos distribuidos

Para la programación de la operación de los recursos distribuidos de una microrred se han explorado técnicas muy variadas que van desde aquellas que se basan en criterios preestablecidos por quienes gestionan la microrred hasta técnicas de optimización basadas en modelos matemáticos o en algoritmos sofisticados de búsquedas. En general, es posible clasificar las estrategias como se presenta en la Figura 36, en técnicas basadas en reglas, en optimización o híbridas [42], [43].

Las técnicas basadas en reglas siguen unos pasos definidos por quien gestiona la microrred en las cuales es posible distribuir la generación entre todas las fuentes dependiendo de la disponibilidad o dar prioridad a los recursos que tienen mejores prestaciones (menores costos, menor impacto ambiental, menores pérdidas de potencia, etc.) mientras se dejan las otras como soporte.

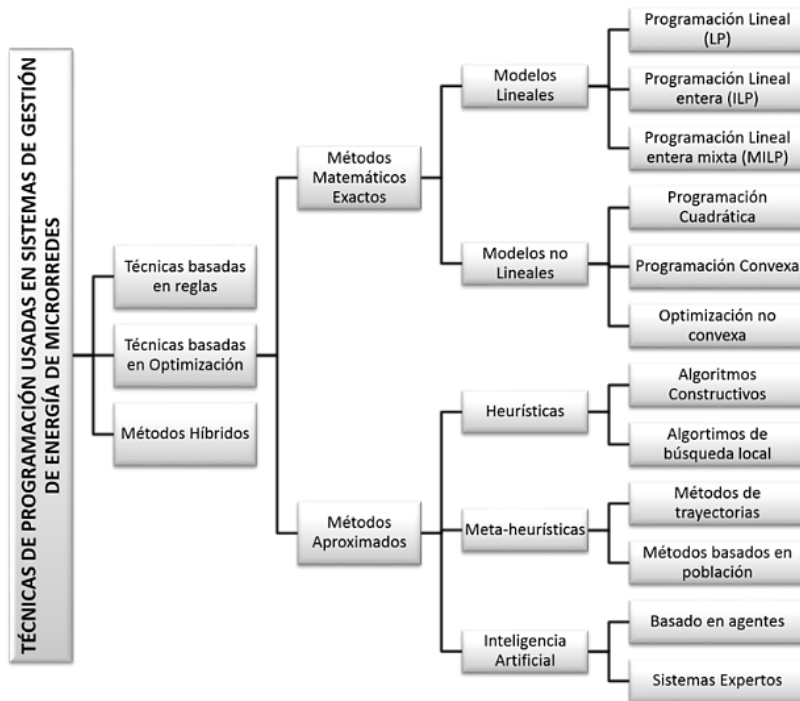


Figura 36. Técnicas usadas en la gestión energética de microrredes.

Es usual que la carga y/o descarga de los sistemas de almacenamiento de energía se programen a una hora predeterminada del día y que sirva de soporte el resto del tiempo para los momentos en que se tenga excedentes o déficit de generación [44]. En cuanto a las cargas, se busca dar soporte energético permanente a las cargas críticas, mientras que las cargas gestionables se conectan a las horas de mayor generación o de menor tarifa de la red. En este caso, estas decisiones no llevan necesariamente a la solución óptima, ya que no se exploran todas las alternativas de utilización de recursos y conexión de cargas.

Las técnicas basadas en optimización pueden dividirse entre aquellas que usan métodos matemáticos exactos o aproximados. En sistemas determinísticos, los métodos matemáticos garantizarían encontrar soluciones óptimas locales o globales (dependiendo de las características del modelo matemático), pero se requiere que sea posible definir un modelo válido de la microrred. En muchos casos esto no es posible, ya sea porque el

sistema es muy complejo, o porque se eligen modelos con demasiado nivel de detalle, los cuales, en ocasiones se definen como modelos de gran granularidad.

Por otro lado, existen los métodos aproximados que pueden ser usados cuando no se tiene un modelo o se tiene un modelo incompleto del sistema y que llevan a la obtención de buenas soluciones, no necesariamente la óptima, a partir de búsquedas sistemáticas en que se evalúan índices de desempeño en varias iteraciones.

Una de las complejidades de las microrredes es que la generación distribuida basada en recursos renovables y los perfiles de carga hacen que el sistema sea estocástico, por lo que es conveniente implementar MGEMS en línea para que reprogramen iterativamente el uso de los recursos energéticos haciendo seguimiento de las condiciones actuales, o enriquecer estos modelos con soluciones robustas, probabilísticas o estadísticas.

Finalmente, se han considerado soluciones híbridas que buscan sacar el máximo provecho de las cualidades de las técnicas anteriores. Por ejemplo, si se logra hacer un modelo matemático que sólo optimice los costos de operación de una microrred, es posible usar metaheurísticas para llegar a una buena solución con respecto al flujo de potencia partiendo de la solución que se obtiene del método matemático anterior [45].

3.3 Esquemas de gestión y coordinación de microrredes

Los MGEMS tienen la capacidad de gestionar la generación distribuida, la demanda y otros recursos energéticos que se han ido incorporando a los sistemas de potencia como los sistemas de almacenamiento de energía, que prestan servicios adicionales a los sistemas eléctricos.

Típicamente se caracteriza la gestión del lado de la generación, del lado de la demanda y de los sistemas de almacenamiento de forma independiente, ya que han sido convencionalmente gestionados de esta manera en los sistemas de potencia. A continuación, se presentan los tipos de gestión independientemente y luego se integran mediante la formulación de un modelo matemático de tipo programación lineal entera mixta (MILP),

el cual involucra variables reales que describen los comportamientos más relevantes en los niveles altos de la jerarquía de una microrred y variables binarias, que consideran diferentes estados del sistema.

3.3.1 Gestión del lado de la generación de la energía

En el lado de la generación, la programación de unidades de generación distribuida se lleva a cabo en diferentes escalas de tiempo o anchos de banda. Si se piensa en programar previamente el uso de unidades de generación que tardan en entrar en operación se habla de comisión de unidades (UC del inglés Unit Commitment) [46]. Por otro lado, si se cuenta con generadores distribuidos que están disponibles y a los cuales se les quiere asignar una potencia de referencia a corto tiempo, se habla de despacho económico (ED del inglés Economic Dispatch) (Figura 37). Estos son términos que han sido usados tradicionalmente en sistemas de potencia y se han adoptado en la gestión de la generación en microrredes eléctricas, en donde es aconsejable implementar sistemas de MGEMS en tiempo real que permitan el manejo de las incertidumbres debidas a los tipos de recursos primarios que utilizan las fuentes energéticas renovables. Tradicionalmente el objetivo principal de la programación de unidades de generación ha sido minimizar el costo de operación, pero actualmente se ha cobrado conciencia de la importancia de incluir el componente de sostenibilidad ambiental, específicamente mediante la reducción de emisiones contaminantes.

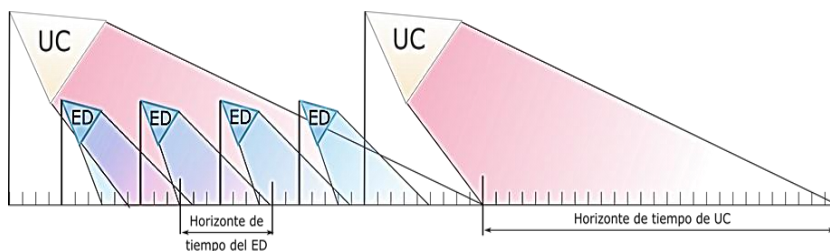


Figura 37. Diferencias de Horizonte de tiempo entre UC y ED.

La comisión de unidades (UC) o startup-shutdown es una forma importante de lograr el funcionamiento óptimo del sistema de energía, tiene como objetivo determinar el tiempo de funcionamiento y la salida de

operación de cada unidad, mientras se satisfacen varias condiciones de restricción (por ejemplo, límites de rampa, límites de capacidad disponible y tiempos mínimos de subida/bajada). El objetivo principal de implementar UC es minimizar el costo de la generación de electricidad. Debido a que la UC puede traer beneficios económicos significativos para el lado de la generación de energía, ha sido la tarea principal del plan de operación diario del sistema de energía moderno [47].

En general, el UC se opera un día (o varios) por anticipado, teniendo en cuenta las predicciones de generación y de consumo (usualmente con pasos de tiempo de 15 minutos a 1 hora), de forma que se tenga la combinación más efectiva de unidades de generación para satisfacer la carga prevista y los requerimientos de reserva [46]. En países con estaciones el UC depende de la época del año, durante los inviernos se incluyen unidades de generación térmica, mientras que en verano puede presentar mayor necesidad de energía eléctrica, debido a que se requiere alimentar cargas para sistemas de aire acondicionado.

El despacho económico (ED) de la microrred se refiere a la disposición razonable de la energía de diferentes generadores distribuidos y la potencia de transmisión entre la red eléctrica principal y la microrred, logrando así el costo total más bajo mientras se satisfacen los tipos de restricciones y la demanda de carga del sistema [47]. Se trata entonces de una programación a corto plazo o en tiempo real, con horizontes de tiempo de menos de 6 horas típicamente, en que se tienen en cuenta mediciones recientes de consumo y generación, las predicciones para esos tiempos con pasos de tiempo de 1 a 15 minutos, y las restricciones físicas de la red. En este tipo de programación se entregan los niveles de producción de las unidades de generación despachables.

Típicamente, el ED difiere del UC en términos de que solo despacha unidades generadoras que ya están en línea, mientras que generalmente no considera los costos de inicio y apagado, así como los tiempos mínimos de encendido/apagado de unidades individuales. Desde el punto de vista matemático, el ED con funciones de costo lineal/cuadrático es un problema convexo y la propiedad de convergencia de la mayoría de los algoritmos

distribuidos podría satisfacerse perfectamente. A su vez, la UC distribuida es un problema no convexo y no diferenciable [48]. Otra herramienta importante en la operación de sistemas de energía es el flujo de potencia óptimo (OPF del inglés Optimal Power Flow), que se puede ver como la solución de una combinación de despachos de generación y flujos de energía de red [19]. En el caso de Microrredes DC, el OPF combina el problema ED con restricciones de la red DC, que aún deriva en un problema convexo. Por otro lado, en el caso AC, el OPF incluye restricciones de flujo de alimentación de CA no lineales y es un problema no convexo pero diferenciable [45].

3.3.2 Gestión del lado de la demanda de energía

La gestión de la demanda abarca acciones diseñada a cambiar los perfiles de demanda de los consumidores de energía. En la Figura 38 se muestran algunos de los efectos que se buscan con la gestión de la demanda, incluyendo el recorte de picos de generación, que pueden requerir mayor disponibilidad de generación energética, lo que puede ser muy costoso o no factible por restricciones de la red. Análogamente se puede requerir un llenado de valles de carga, de forma que no se requiera apagar unidades de generación que tengan costos altos de apagado/encendiendo.

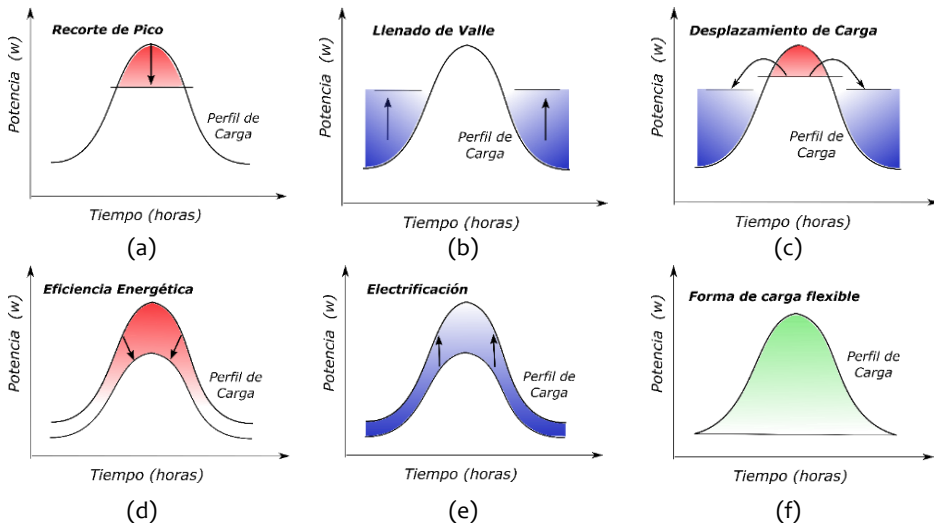


Figura 38. Efectos de la gestión de la demanda en la curva de carga.

Otra acción que se busca es el desplazamiento de cargas, que consiste en gestionarlas para adelantar o aplazar su funcionamiento a horarios con menor demanda energética. Por su parte, la eficiencia energética consiste en implementar programas que reduzcan la curva de consumo, mediante el uso de componentes más eficientes o el aprovechamiento óptimo de los recursos actuales. La electrificación consiste en aumentar la producción energética disponible para la microrred. Finalmente, es posible realizar acciones que permitan obtener formas de perfil de carga flexibles, de acuerdo con la capacidad del sistema y los requerimientos de los Operadores de Red (OR). Estos programas son desarrollados típicamente por el MGEMS de la microrred, por los OR o mediante iniciativas gubernamentales.

Una de las formas de gestionar la demanda es por medio de la implementación de programas de respuesta de la demanda (DR del inglés demand response), que se definen como la modificación de perfiles de precio de la electricidad o pagos de incentivos que llevan a cambios en los patrones de consumo de la energía por parte del consumidor final. Estos mecanismos se diseñan para inducir a la reducción del uso de la electricidad a horas en que los precios del mercado energético son altos o en que la confiabilidad del sistema esté comprometida por exceso o déficit de generación o de carga. En la Figura 39, se muestran diferentes tipos de programas de respuesta de la demanda.

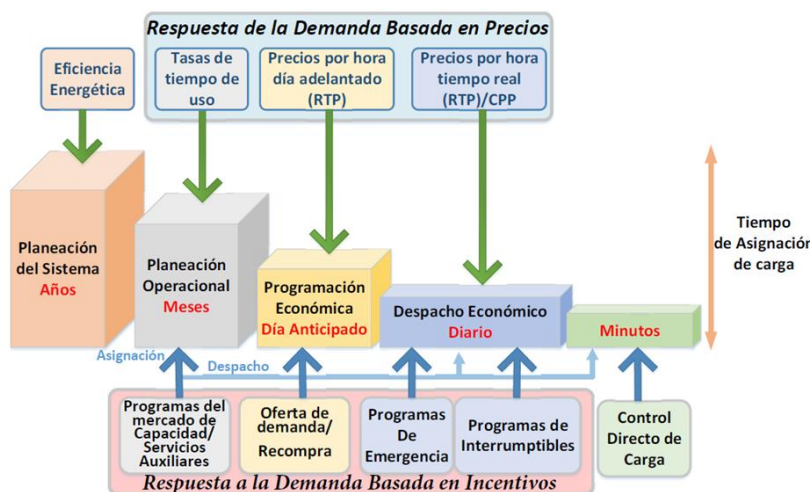


Figura 39. Tipos de programas de respuesta de la demanda. Adaptado de [47].

Los programas de respuesta de la demanda se ajustan a diferentes horizontes de tiempo. Los programas que suponen un plazo más largo de planeación del sistema son los relacionados con eficiencia energética con proyecciones de años. Para escalas de tiempo más cortas -desde meses hasta minutos- existen programas de respuesta de la demanda basados en precios y en incentivos, como se muestra en la Figura 39. Y para los tiempos menores a 15 minutos se emplea un control directo sobre la carga (DLC del inglés Direct Load Control).

Los programas de gestión de la demanda basados en precios, son aquellos que aplican tarifas variables de acuerdo con los costos de producción, las modificaciones de los consumidores son completamente voluntarias. Entre ellos se encuentran Tiempo de Uso (ToU del inglés Time of Use), Fijación de precios en tiempo real (RTP del inglés Real Time Pricing) y Fijación de precios por picos críticos (CPP del inglés Critical Peak Pricing), en la Figura 40 se describen algunos DR basados en precios [49].

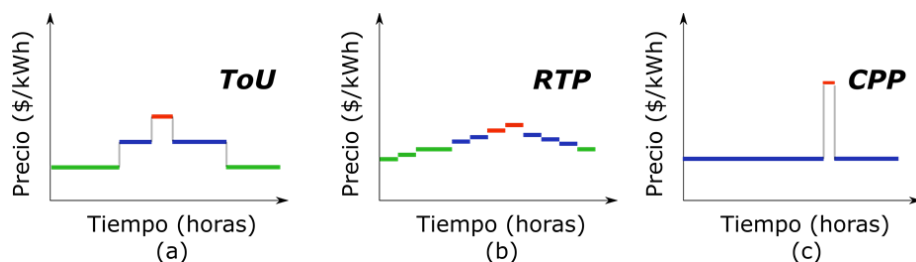


Figura 40. Algunos programas de respuesta de la demanda basados en precios: (a) ToU, (b) RTP y (c) CPP. Adaptado de [50].

- Precios de tiempo de uso (ToU). En este programa de DR, el precio de la electricidad para los consumidores depende del intervalo de tiempo que se usa la electricidad. Por lo general un día se divide en tres intervalos denominados intervalo pico [en rojo en la Figura 40 (a)], intervalo medio pico [en azul en la Figura 40 (a)] e intervalo fuera de pico [en verde en la Figura 40 (a)]. De esta manera, se les alienta a reducir su consumo en las horas pico y realizar desplazamiento de cargas a las horas de menor costo.
- Precios pico críticos (CPP). Este programa es similar a ToU, excepto en el momento en que la confiabilidad del sistema de energía está en peligro y, entonces, el precio máximo normal es reemplazado por un precio muy alto [en rojo en la Figura 40 (c)].

Este programa solo se ejecuta durante un par de horas al año para mejorar la fiabilidad del sistema de alimentación.

- Precios en tiempo real (RTP). En este programa, las tarifas de electricidad generalmente cambian cada hora, reflejando las fluctuaciones en el precio de la electricidad en el mercado al por mayor. Por lo general, los consumidores reciben una notificación diaria o por hora. En los casos en que los precios no se publiquen a diario, se necesita un módulo de predicción de precios para gestión energética de los consumidores.
- Tasa de bloqueo inclinada (IBR del inglés Inclining Block Rate). Este programa ofrece un perfil de precios de dos niveles, basado en el consumo total de un consumidor. El precio de la electricidad tiene un nivel más alto si el consumo supera un umbral. El programa IBR ha sido muy empleado por algunas empresas de servicios públicos. En [49] por ejemplo, se afirma que las compañías Southern California Edison, San Diego Gas & Electric, y Pacific Gas & Electric actualmente tienen estructuras tarifarias de dos niveles donde el precio en el segundo nivel es 80% más alto que el primero nivel, mientras en Canadá, la British Columbia Hydro Company adopta un programa IBR de dos niveles con precios 40% más altos en el segundo nivel.

Por otro lado, los programas de respuesta de la demanda basados en incentivos pagan la participación de los consumidores que reducen su perfil de carga a horas pico o durante eventos. Existen diferentes tipos de programas DR basados en incentivos, entre los que se encuentran:

- Control de carga directa (DLC): en este programa el consumidor autoriza la desconexión o el manejo por ciclos de parte de su carga cuando se requiera (normalmente durante picos de demanda o eventos) y recibe un pago de incentivos.
- Programas de carga interrumpible/recortable (I/C): en estos programas los consumidores registrados reciben incentivos por reducir (cortar) o interrumpir su consumo de acuerdo a las necesidades de la empresa de servicios públicos. Por lo general si los usuarios no responden al programa tiene penalizaciones altas.
- Programas de oferta de demanda o recompra (DB del inglés Demand Bidding): estos programas son típicamente ofrecidos a grandes consumidores (más de 1

MW). Durante contingencias o picos de demanda, los consumidores pueden ofertar el recorte de parte de su consumo a un cierto precio de oferta.

- Programas de respuesta de la demanda de emergencia (EDRP): se refiere a situaciones en las que se otorga incentivos a los usuarios para mitigar una contingencia (por ejemplo, una interrupción de una línea o una unidad generadora).
- Programas del mercado de capacidad (CAP): estos programas se ofrecen a los clientes que pueden comprometerse a proporcionar reducciones de carga preespecificadas cuando surgen contingencias del sistema [2]. Los participantes generalmente reciben un aviso anticipado de eventos y se penalizan cuando no responden a la llamada de reducción de carga.
- Programas de mercado de servicios auxiliares (A/S). Estos programas permiten a los clientes ofertar como reserva operativa en el mercado spot. Cuando se aceptan ofertas, se paga a los participantes el precio de mercado al contado por comprometerse a estar en espera y se les paga el precio de la energía del mercado al contado si se requiere una reducción de la carga.

De acuerdo con [49], los programas DR ofrecen muchas ventajas para los sistemas de energía eléctrica, servicios públicos, minoristas y consumidores, entre los que se encuentran:

- Llevan a la reducción de la relación pico a promedio de la demanda. Esto evita inversiones innecesarias en sistemas de generación, transmisión y distribución, por lo tanto, se reduce el costo de suministro de electricidad.
- A través de la reducción de la demanda máxima, disminuyen la cantidad de emisiones, ya que evita las unidades generadoras con gran cantidad de emisiones que se usarían inevitablemente durante las horas de mayor demanda, cuando las unidades generadoras con menores emisiones ya se han empleado por completo.
- Durante las contingencias del sistema de energía reducen el nivel de consumo, especialmente a través de los programas de control de carga directa (DLC) y los programas de reducción de carga de emergencia. Por lo tanto, el estrés en el sistema de energía disminuye, de manera que el operador del sistema no está obligado a deshacerse de algunas cargas y el sistema de energía mejora la fiabilidad.
- Usando programas de DR que ayudan a los sistemas de energía durante las horas de mayor demanda o contingencias, la probabilidad de ocurrencia de picos de

precios en el mercado mayorista de electricidad disminuye y la necesidad de intervenciones de mercado por parte de las agencias reguladoras se reduce.

- Reduce la posibilidad de que las empresas de generación ejerzan el poder de mercado en los mercados mayoristas de electricidad, por lo tanto, aumenta la eficiencia del mercado.
- La dependencia de las tarifas minoristas del precio del mercado mayorista conduce a un uso más eficiente de los recursos en los sistemas de energía eléctrica. Además, Los consumidores ahorran en las facturas por reprogramar sus patrones de consumo.
- Permiten una mayor penetración de los recursos intermitentes de energía renovable en los sistemas de energía eléctrica. Al equilibrar la generación y la demanda, los programas de DR ayudan al sistema eléctrico a superar las dificultades derivadas de la naturaleza incierta de los recursos intermitentes de energía renovable.

3.3.3 Gestión de los sistemas de almacenamiento de energía

Las tecnologías de energía renovable integradas con los sistemas de almacenamiento de energía (ESS), (Energy Storage Systems por sus siglas en inglés), han ganado cada vez más interés y popularidad ya que pueden mitigar las fluctuaciones de generación mientras proveen servicios adicionales de potencia y energía. En este sentido, los ESS posibilitan la implementación de diversas aplicaciones en la gestión de los sistemas eléctricos, como arbitraje energético, recorte de pico, flujo de carga, capacidad de reserva, soporte de tensión, arranque de cero, regulación de frecuencia, calidad de potencia, fiabilidad de potencia, soporte de sistemas de energía, suavizado y reafirmación, aplazamiento de actualización de transmisión y distribución, alivio de la congestión y servicio fuera de la red [51]. En la Figura 41 se presentan algunas aplicaciones orientadas a la gestión energética (aplicaciones energéticas) utilizando ESSs, se describen a continuación:

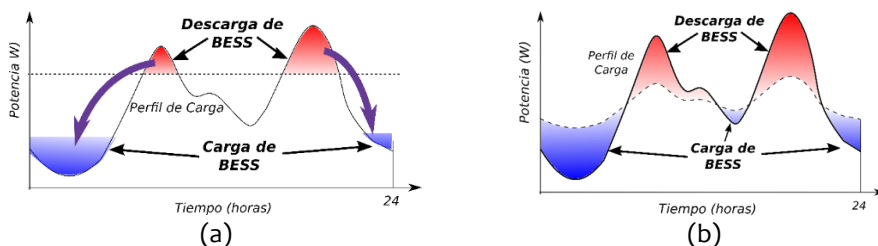
Recorte de picos [Figura 41 (a)]. La variabilidad de las fuentes de energía solar y el creciente uso de cargas como los vehículos eléctricos con perfiles de consumo variables y aleatorios, pueden crear desequilibrios energéticos

dentro de los sistemas eléctricos, causando diferencias notables en los picos y valles del perfil de carga. Un sistema de almacenamiento de energía conectado a la red tiene la capacidad de ayudar a eliminar estos picos y valles a través de la nivelación de carga, el recorte de máximos y la gestión de la demanda de energía.

Nivelación de carga [Figura 41 (b)]. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden proporcionar servicios de equilibrio de carga para redes locales, actuando como una carga de reserva que se llena durante los períodos de baja demanda de energía para aumentar la demanda de energía y descarga energía durante cargas altas para ayudar a equilibrar la demanda máxima.

Arbitraje de energía [Figura 41 (c)]. La capacidad de almacenar energía en algún momento del día y luego descargarla en otro momento, cambiando efectivamente el consumo de energía, es lo que se llama arbitraje energético. El propósito es ganar dinero almacenando energía de bajo costo durante el tiempo de demanda fuera de pico y vendiéndola a un alto costo durante el momento de la demanda máxima. La diferencia de precio entre la demanda máxima y la demanda fuera de pico debe ser lo suficientemente grande como para compensar las pérdidas encontradas en el proceso de almacenamiento.

Reserva de generación [Figura 41 (d)]. Corresponde a la cantidad de capacidad de generación que se puede utilizar para producir potencia activa durante un período de tiempo determinado que aún no se ha comprometido con la producción de energía durante este período. Esto es, las reservas energéticas que están disponibles para ser usadas en una contingencia de los sistemas de generación disponibles.



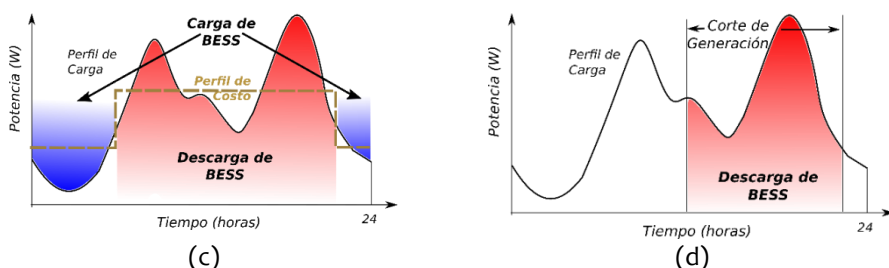


Figura 41. Algunas aplicaciones habilitadas por los sistemas de almacenamiento de energía en la gestión de microrredes.

Los ESS se clasifican en sistemas de almacenamiento de energía mecánico, electroquímico, químico, eléctrico, térmico e híbrido (concebido como la combinación de diferentes sistemas de almacenamiento). Entre los más utilizados para aplicaciones de gestión de energía se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS del inglés battery energy storage system), almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES del inglés compressed air energy storage), almacenamiento de energía de volante (FES del inglés flywheel energy storage), superconductores (SC), almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES del inglés superconducting magnetic energy storage) [50], almacenamiento de hidrógeno y almacenamiento de energía híbrida (HESs).

Los HESs representan una solución apropiada a los retos de las microrredes y sistemas de generación distribuida. Los efectos positivos de la hibridación en sistemas de almacenamiento se han demostrado en una gran variedad de trabajos [52] y [53]. Generalmente, los HESs constan de una unidad de almacenamiento de alta potencia (HPS) y una unidad de almacenamiento de alta energía (HES) donde el HPS absorbe los picos de potencia y entrega la potencia transitoria, mientras que el HES responde a la demanda de energía a largo plazo [54]. Debido a la gran cantidad de tecnologías de almacenamiento de energía, se pueden formar diferentes combinaciones de HESs. Las combinaciones más usadas son SC/batería, SMES/batería, batería/FES, batería/CAES y FC/FES. La selección de un apropiado HESs depende de la variedad de los requerimientos, incluyendo los objetivos de la hibridación, costos de almacenamiento, ubicación geográfica de la instalación, y espacio disponible.

La combinación de batería y supercondensador ha sido el tema de gran cantidad de estudios recientes [55]. Un sistema híbrido que combina SC y baterías (especialmente las baterías basadas en tecnologías de plomo ácido y litio-ión [51], [56]), garantiza interrupciones breves y utiliza los SC y no la batería para estabilizar las variaciones de tensión y frecuencia. Esto prolonga significativamente la vida útil de la batería y reduce esfuerzos de la batería al reducir el número de ciclos de descarga/carga además de reducir el costo de mantenimiento [57].

Los BESS requieren de un uso adecuado para evitar problemas como su envejecimiento acelerado por mal uso y, consecuentemente la degradación de sus características de carga/descarga, eficiencia y capacidad de almacenamiento [15]. En este sentido, se recomienda programar la operación de la batería de forma que no tenga descargas muy profundas de acuerdo con los límites indicados por los fabricantes. Además, es conveniente que el procedimiento de carga y descarga de los BESS de las tecnologías mencionadas, incluyan por lo menos dos etapas, carga con limitación de corriente, que es usada cuando el BESS no está completamente cargado, y carga con voltaje constante, que previene que el BESS se dañe cuando está completamente cargado [21].

La capacidad de la batería es un determinante importante en la selección de un dispositivo de almacenamiento. Esta se define como la cantidad total de cargas eléctricas (o de potencia) que la célula puede entregar en una sola descarga.

Por su parte, el estado de carga (SoC del inglés State of Charge) se describe como la relación entre la capacidad restante y la capacidad nominal. El SoC puede verse como una representación normalizada de la energía presente en el BESS en un tiempo determinado. Un método muy utilizado para estimar el SoC de un BESS es el método de conteo de amperios-hora, que se escribe como,

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \int \frac{i(t)}{C_i} dt \quad (20)$$

Donde $i(t)$ es la corriente de la batería y C_i es la capacidad de la batería en Ah.

Para la gestión de la energía asociadas con almacenamiento usualmente se tienen en cuenta variables de potencia, energía, estado de carga y profundidad de descarga, por lo que (20) es modificada en la siguiente sesión para ser expresada en términos de la potencia en lugar de considerar la corriente.

3.4 Formulación matemática del problema de optimización para la gestión de una microrred

Para la implementación de un MGEMS que incluya un esquema de optimización es necesario formular un problema de optimización, elegir un enfoque de solución y, preferiblemente contar con una herramienta de modelado y simulación como GAMS, AIMMS, YALP de Matlab, IBM Optimization Studio, entre otros.

La programación de los diferentes recursos distribuidos y cargas gestionables es el eje central del MGEMS. Cuando se formula una programación optimizada, se requiere de la definición de una o más funciones objetivo, que establezcan qué se desea minimizar o maximizar. Además, se requiere de un conjunto de restricciones que acotan el espacio de trabajo (universo de soluciones), de forma que las soluciones que se obtengan sean factibles.

Para ilustrar la formulación de un problema de optimización, en este capítulo se considera como caso de estudio las microrredes conectadas a red que incluyen generación distribuida tipo PV, cargas no gestionables y sistemas de almacenamiento basados en baterías. Por lo tanto, se establece un escenario de autoconsumo en que no se obtiene ganancias por inyectar potencia a la red proveniente de las fuentes renovables e incluyendo cargas no flexibles, esto es que no responden directamente a algún programa del lado de la demanda. El enfoque de solución seleccionado es programación lineal tipo MILP, ya que, además de utilizar variables de tipo real para las potencias y estados de carga, se tienen en cuenta los estados de la batería, que se modelan mediante la definición de una variable binaria.

La inclusión de ESS en la formulación matemática de un despacho económico lo convierte en un modelo dinámico si se incluye el tiempo

discreto, t , como un índice de estudio, ya que, de esta forma, en cada paso temporal, Δt , se tiene una dependencia de la condición energética de la batería en el momento anterior.

3.4.1 Formulación de un problema de optimización

Para empezar, se considera como función objetivo el costo que el usuario de la microrred tiene que pagar por absorber energía de la red, de forma que el problema de optimización busca utilizar lo mínimo posible ese recurso programando los recursos que tiene disponible. La función objetivo se describe mediante la ecuación,

$$\min \text{ cost} = \sum_t C_{red} * (P_{red_{abs}}(t) * \Delta t) \quad (21)$$

donde C_{red} corresponde a la tarifa de la energía, que puede ser fija o estar definida por algún programa de respuesta de la demanda basada en precios, y $P_{red_{abs}}$ es la potencia que se absorbe de la red con respecto al tiempo. Se observa que, como es habitual, se cobra por la energía $E_{red_{abs}}(t) = P_{red_{abs}}(t) * \Delta t$. En la formulación presentada en esta sección no se utilizan variables de energía sino de potencia, ya que es la representación ampliamente más utilizada en la gestión de microrredes [58].

En microrredes aisladas, es usual encontrar sistemas generación de contingencia como grupos electrógenos tipo diésel, que generalmente se modelan mediante una relación cuadrática entre la potencia y el consumo del combustible (diésel) que utilizan para su funcionamiento. En ese caso, se tendría un problema no lineal pero convexo, que también puede llevar a la determinación de soluciones óptimas globales.

El despacho económico es el esquema que más se utiliza en las aplicaciones de gestión de energía de sistemas eléctricos, aunque muchos trabajos actuales incluyen otro tipo de funciones objetivo como por ejemplo impacto ambiental (reducir la emisión de elementos nocivos) o consideraciones de flujo de potencia. Para estudiar estos objetivos simultáneamente, conocidos como problemas multi-objetivo, existen varias estrategias, entre las que están sumas ponderadas, técnicas de reducción de escenarios y estudios de Pareto, el cual se vuelve muy complejo para la

optimización de más de dos objetivos. No se profundizará en esas técnicas y se invita al lector a revisar trabajos como [58].

Las restricciones que se agregan en este caso de estudio contemplan el balance energético del sistema, las limitaciones físicas de las fuentes de generación, y las restricciones relacionadas con el BESS que, a su vez definen, límites de potencia, la energía almacenada en cada instante de tiempo, t , límites de SoC, balance global, entre otras.

El balance energético del sistema es una de las restricciones más importantes de la formulación y se encuentra en todos los modelos matemáticos de optimización de la gestión de las microrredes, ya que es un requisito esencial en los sistemas energéticos que modela el hecho que lo que se genera (o descarga de las BESS) es consumido por una carga o guardado en un sistema de almacenamiento. Para el caso de estudio considerado, el balance energético se escribe como:

$$P_{PV}(t) * \Delta t + \left(P_{red_{abs}}(t) * \Delta t - P_{red_{iny}}(t) * \Delta t \right) + \left(P_{ESS_{desc}}(t) - P_{ESS_{carga}}(t) \right) * \Delta t = P_{carga}(t) * \Delta t, \forall t \quad (22)$$

donde $P_{PV}(t)$ es el perfil de generación del PV, $P_{red_{iny}}(t)$ es la potencia que la microrred inyecta a la red, $P_{ESS_{desc}}(t)$ y $P_{ESS_{carga}}(t)$ son las potencias de descarga y de carga del ESS, respectivamente, y P_{carga} es el perfil de consumo de la carga eléctrica. Es claro que la potencia intercambiada por la red es una sola, pero se ha definido de forma independiente la potencia que se absorbe y que se inyecta a la red para poder distinguir la energía absorbida, que es la que se desea minimizar en la función objetivo. Para la batería también se han utilizado dos variables para definir su comportamiento, aunque es posible definir una sola variable de potencia de la batería si no se discrimina la eficiencia de carga y la de descarga.

Cabe anotar que el término $\forall t$ en (22) muestra que esta restricción es en realidad un conjunto de restricciones, en que se define que el balance energético debe cumplirse para cada t . Por tanto, si se ha definido realizar por ejemplo el estudio para perfiles diarios ($T=24$ h.) con intervalos de una

hora ($\Delta t = 1h$), esta restricción representa 24 ecuaciones que harán parte del modelo.

Con respecto a las fuentes de generación, en este caso se está considerando la red eléctrica como fuente gestionable y el PV como recurso renovable no gestionable. El conjunto de restricciones que tiene que ver con la red eléctrica se puede escribir como,

$$0 \leq P_{red_{abs}}(t) \leq P_{red_{absmax}}, \quad \forall t \quad (23)$$

$$0 \leq P_{red_{iny}}(t) \leq P_{red_{inymax}}, \quad \forall t \quad (24)$$

donde $P_{red_{absmax}}$ y $P_{red_{inymax}}$ corresponden a las potencias máximas que la microrred tiene en cuanto a la capacidad de absorber e inyectar de la red eléctrica, respectivamente, y normalmente son establecidas con el operador de red por medio de un contrato.

En este caso particular, el PV es considerado como no gestionable, esto es, se asume que responde a algún algoritmo MPPT que entrega al sistema la máxima potencia disponible en cada momento. Sin embargo, actualmente se han desarrollado avances en la electrónica de potencia y el control que posibilitan realizar una gestión hacia abajo, esto significa que es posible limitar o recortar parte de la energía disponible a voluntad cuando se cuente con un exceso de generación con respecto a la demanda como se presenta en [23].

Con respecto al BESS, por una parte, se requiere limitar la potencia que se carga o se descarga en cada instante de tiempo. En este caso se ha incluido una variable binaria, $x_{bat}(t)$, que define si el BESS está siendo cargado o descargado para garantizar que las potencias de carga y descarga no se programan simultáneamente. Bajo estas consideraciones, los límites se describen como,

$$0 < P_{ESS_{carga}}(t) < P_{ESS_{cargamax}} * x_{ESS}(t), \quad \forall t \quad (25)$$

$$0 < P_{ESS_{desc}}(t) < P_{ESS_{descmax}} * (1 - x_{ESS}(t)), \quad \forall t \quad (26)$$

donde $P_{ESS_{descmax}}$ y $P_{ESS_{cargamax}}$ corresponden a las máximas potencias que se permiten descargar y cargar de la batería, respectivamente. Estos valores son usualmente sugeridos por los fabricantes de baterías o de cargadores, dependiendo de la rapidez de la descarga que se establezca, y $x_{ESS}(t)$ es la variable binaria que establece el estado del BESS, esto es, $x_{ESS}(t) = 0$ cuando la batería es descargada y $x_{ESS}(t) = 1$ cuando es cargada.

Por otra parte, es necesario establecer las relaciones de la energía almacenada en los BESS con las potencias de carga y de descarga en cada instante t . Es posible modelar esa relación con una variable de energía, pero lo más usual es definir esa energía por medio del SoC. Para esto, el modelo de conteo de Ah se ha reescrito en función de la potencia como,

$$SoC(t) = \begin{cases} SoC(0) - \frac{\eta_{desc}}{Cap_{kWh}} * \{P_{ESS_{desc}}(t) * \Delta t\} + & t = 1 \\ \frac{1}{\eta_{carga} * Cap_{kWh}} * \{P_{ESS_{carga}}(t) * \Delta t\}, & \\ SoC(t - 1) - \frac{\eta_{desc}}{Cap_{kWh}} * \{P_{ESS_{desc}}(t) * \Delta t\} + & 1 < t < T \\ \frac{1}{\eta_{carga} * Cap_{kWh}} * \{P_{ESS_{carga}}(t) * \Delta t\} & \end{cases} \quad (27)$$

donde $SoC(0)$ es el estado inicial del SoC, η_{carga} y η_{desc} son las eficiencias de carga y descarga, respectivamente y Cap_{kWh} es la capacidad en kWh.

Además, es necesario limitar los valores máximos y mínimos para el SoC. En teoría, el SoC de un ESS puede tomar cualquier valor entre 0 y 1 (normalizando la capacidad energética que puede ir de 0% a 100%). Sin embargo, en el caso del BESS, cada tecnología requiere mantener este valor entre un rango más estrecho para evitar el envejecimiento prematuro de la batería. Esta condición se escribe como:

$$SoC_{min} < SoC(t) < SoC_{max}, \quad \forall t \quad (28)$$

donde SoC_{min} y SoC_{max} son los límites mínimo y máximo restringidos en que debe permanecer SoC en todo t . Como ilustración, la Tabla 2 muestra los límites recomendados para bancos de baterías de plomo ácido y de litio

ion que, como se mencionó antes, son las tecnologías más utilizadas en microrredes actualmente [53].

Tabla 2. Límites de SoC recomendados para baterías de diferentes tecnologías.

Tecnología	SoC_{min}	SoC_{max}
Plomo Ácido	0.5	1
Litio ion	0.2	0.9

Por otro lado, para establecer las mismas condiciones para cada día, especialmente útil para estudios de dimensionamiento y planeación, el balance global se define de modo que la condición final pueda ser igual (o mayor) a la inicial, de modo que se tengan casos comparables. Algunas formas de incluir esta restricción son:

$$\sum_{t=1}^T SoC(t) - SoC(t-1) = 0 \quad (29)$$

$$SoC(T) = SoC(0) = SoC_0 \quad (30)$$

donde SoC_0 es el valor determinado por el gestor del MGEMS. Es recomendable seleccionar SoC_0 considerando la vida útil de la batería, de forma que se evite llegar a descargas muy profundas en cada ciclo, lo que degrada los ESS.

Compilando las ecuaciones descritas en esta sección, se tiene que el problema de optimización completo para el caso de estudio seleccionado, se puede definir de la siguiente forma:

$$\min [P_{red_{abs}}(t), P_{red_{iny}}(t), P_{ESS_{desc}}(t), P_{ESS_{carga}}(t), SoC(t), x_{ESS}(t)] \sum_t C_{red} * (P_{red_{abs}}(t) * \Delta t)$$

Sujeto a:

$$P_{PV}(t) * \Delta t + (P_{red_{abs}}(t) * \Delta t - P_{red_{iny}}(t) * \Delta t) + (P_{ESS_{desc}}(t) - P_{ESS_{carga}}(t)) * \Delta t = P_{carga}(t) * \Delta t, \quad \forall t$$

$$SoC(t) = \begin{cases} SoC(0) + \frac{\eta_{ch}}{Cap_{bat}}(P_{charge}(t) * \Delta t) - \frac{1}{\eta_{disc} * Cap_{bat}}(P_{disch}(t) * \Delta t), & t = 1 \\ SoC(t-1) + \frac{\eta_{ch}}{Cap_{bat}}(P_{charge}(t) * \Delta t) - \frac{1}{\eta_{disc} * Cap_{bat}}(P_{disch}(t) * \Delta t), & 1 < t \leq T \end{cases}$$

$$SoC(T) \geq SoC(0)$$

$$0 \leq P_{ESS_{carga}}(t) \leq P_{ESS_{cargamax}} * x_{ESS}(t), \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{ESS_{desc}}(t) \leq P_{ESS_{descmax}} * (1 - x_{ESS}(t)), \quad \forall t$$

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max}, \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{red_{abs}}(t) \leq P_{red_{absmax}}, \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{red_{iny}}(t) \leq P_{red_{inymax}}, \quad \forall t$$

$$P_{red_{abs}}(t), P_{red_{iny}}(t), P_{ESS_{desc}}(t), P_{ESS_{carga}}(t), SoC(t), \in \mathbb{R} +,$$

$$x_{ESS}(t) \in \{0,1\}$$

Este modelo sirve de base para realizar el modelo de casos de estudios similares, enriqueciendo la función objetivo, las restricciones o para usarlo como parte de una solución híbrida en que solo se conozca esta parte del sistema.

3.4.2. Definición de parámetros

Considerando el modelo descrito en la sección anterior, que presenta la gestión de una microrred conectada a red que incluye generación distribuida tipo PV, cargas no gestionables y sistemas de almacenamiento basados en baterías en un escenario de autoconsumo que no contempla ganancias por inyectar potencia a la red, se han definido los parámetros incluidos en la Tabla 3 y los perfiles de generación, carga y tarifas que aparecen en la Figura 42.

Tabla 3. Parámetros del caso de estudio.

Parámetro	Valor
Δt	1 h
T	24 h
$P_{ESScargamax}$	1.2 kWh
$P_{ESSdescmax}$	2 kWh
η_{carga}	0.95
η_{desc}	0.98
Cap_{kWh}	4 kWh
SoC_{min}	0.2
SoC_{max}	0.9
$SoC0$	0.5
$P_{redabsmax}$	5 kWh
$P_{redinymax}$	5 kWh

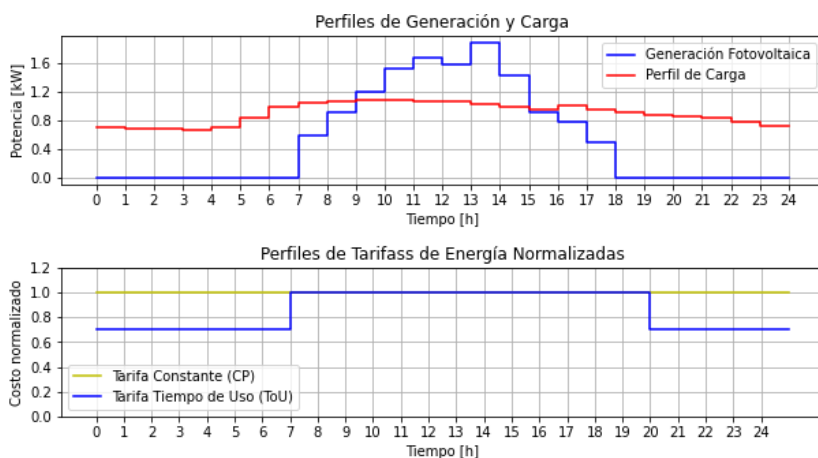


Figura 42. Perfiles de generación, carga y tarifas para el caso de estudio.

La Figura 42 en la parte superior incluye los perfiles de generación fotovoltaica (en azul) y un perfil de carga en un día típico de verano que se incluirán en el modelo como los parámetros $P_{PV}(t)$ y $P_{carga}(t)$.

En la parte inferior se incluyen dos casos de facturación normalizada que se tendrá en cuenta en la simulación. Por un lado, se tiene un esquema de tarifa constante a lo largo del día (CP) y por otro lado, se tiene una tarifa diferenciada entre día (entre 6:00 am y 8:00 pm) y noche (entre 8:00 pm y 6:00 am). Estos perfiles se incluyen como parámetro de entrada C_{red} .

3.4.3 Simulación y resultados

La programación del problema de optimización del caso de estudio presentado se realizó en Python, utilizando Google Colab para ejecutar y programar directamente desde el navegador. Se utilizó CPython 3.7.12 y el lenguaje de modelado de optimización de código abierto Pyomo versión 6.2. Por otra parte, como el problema considerado es MILP, se seleccionó el solver glpk que viene incluido en Pyomo, en la versión 4.65.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con dos diferentes perfiles de tarifas de compra de energía eléctrica, con tarifa constante (CP) y con tarifa de tiempo de uso (ToU) presentadas en la sección anterior.

3.4.3.1 Resultados con tarifa constante (CP)

Con el programa de demanda de tarifa constante (CP), el valor objetivo es de 8.857, mientras el tiempo de ejecución fueron 0.150 s y el solver creó 13 subproblemas para su solución.

En la Figura 43 se muestran las variables relacionadas con la interacción de potencia con la red, la potencia de la batería, el estado de la batería y su estado de carga que se obtienen para el caso de tarifa ToU.

Como se observa en el último recuadro de Figura 42, que muestra el estado de carga del ESS, el banco de baterías se descarga hasta que se agota su energía disponible. Tan pronto como se tiene exceso de energía en la microrred, el ESS se empieza a cargar y, después de las 15 horas se utiliza parte de la energía para alimentar la carga, manteniendo el estado de carga en el mínimo establecido en SoCo.

En el primer recuadro se presenta la interacción con la red. Se observa que, en el escenario de generación seleccionado, no se presenta exceso de generación que sea enviado a la red y se está absorbiendo energía de la red para mantener el balance energético en los momentos en que la microrred no tiene energía disponible.

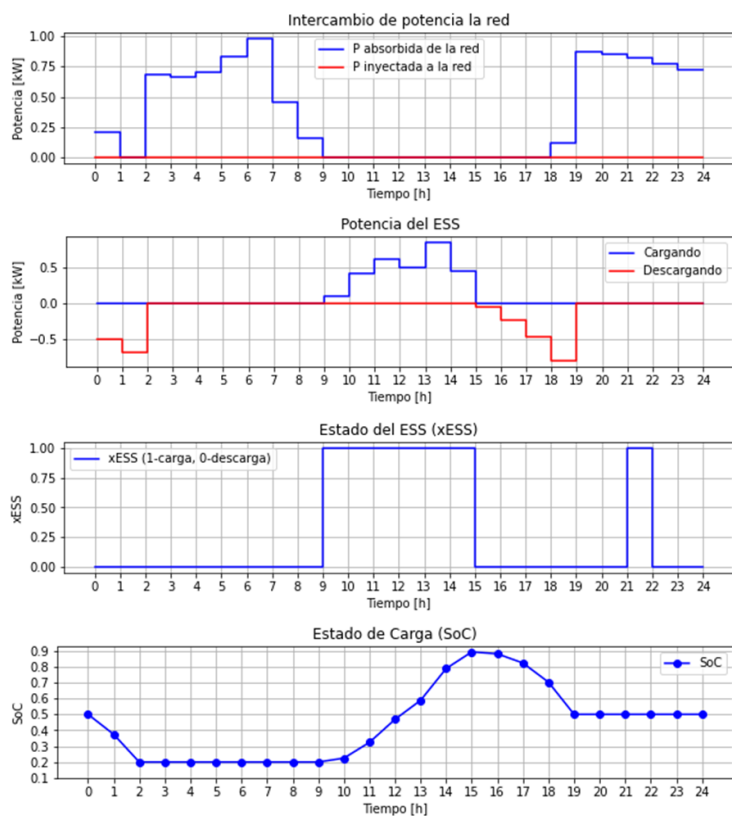


Figura 43. Resultados de programación de variables del problema de optimización del caso de estudio considerando tarifa de energía constante (CP).

3.4.3.2 Resultados con tarifa de tiempo de uso (ToU)

Con el programa de demanda de tarifa constante (CP), el solver encontró una solución óptima con un valor objetivo de 6.228. Se crearon 25 subproblemas para su solución que requirió un tiempo de ejecución de 0.015s.

En la Figura 43 se muestran las variables relacionadas con la interacción de potencia con la red, la potencia de la batería, el estado de la batería y su estado de carga que se obtienen para el caso de tarifa ToU. Como se observa en el primer recuadro de Figura 44, la microrred está absorbiendo energía de la red en los horarios más económicos y no hay exceso de energía que se inyecte a la red en ese día seleccionado. Con respecto al ESS, los siguientes recuadros muestran que la batería no se descarga en las horas más

económicas, sino que se usa energía de la red para alimentar la carga, reduciendo el costo.

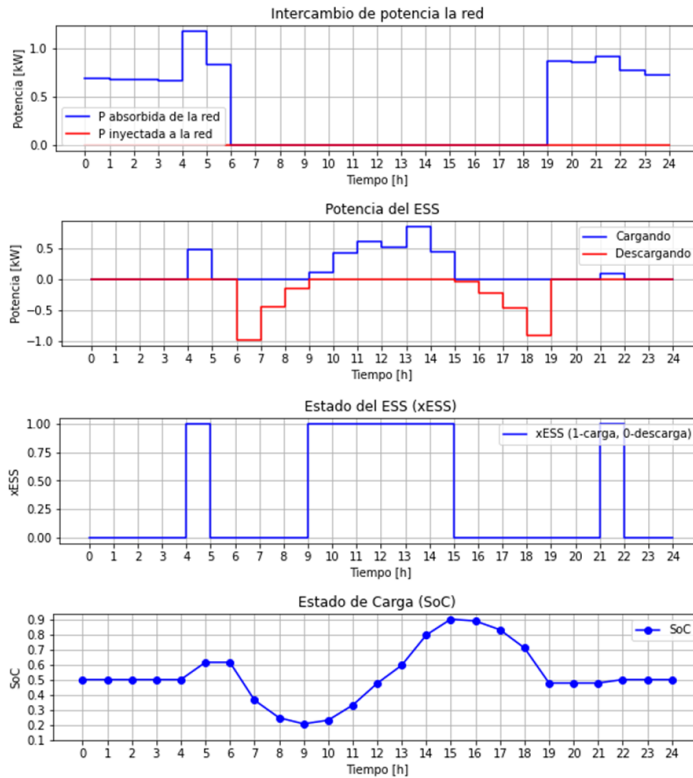


Figura 44. Resultados de programación de variables del problema de optimización del caso de estudio considerando tarifa de energía de tiempo de uso (ToU).

3.4.4 Código

Finalmente se presenta el código como referencia para futuros desarrollos.

```
# Instalación de la librería Pyomo
! pip install pyomo

# Instalación del "open source solver glpk"
!sudo apt install libglpk-dev python3.8-dev libgmp3-dev
!apt install glpk-utils
!pip install glpk

!pyomo-version
!glpsol-version
```

```
#Importar librerías
import pandas as pd #manejo de datos
from pyomo.environ import *
import numpy as np
import matplotlib.cm as cm
import matplotlib.pyplot as plt

## Crear instancia del modelo
# Montar drive
from google.colab import drive
drive.mount('/content/drive') # Seguir el link que aparece para
conectar con en drive

###Crear modelo
model = ConcreteModel()

# Cargar datos de Excel
df_perfiles=pd.read_excel("/content/drive/MyDrive/ColabNotebooks/d
atos.xlsx",sheet_name='Hojal',header=0,index_col=0) # Cambiar por
la dirección del archivo. En este caso, los datos seleccionados
corresponden a los datos de un solo día con los datos de: Hora,
Tarifa_CP, Tarifa_TOU,P_PVy P_Load

###Crear conjuntos (Sets)
T=df_perfiles.index.tolist()#Tiempo

model.T=Set(initialize=T, ordered=True)

#####Parametros
Delta_t=1

#####Parametros de la red
Predabs max=5 #kW
Prediny max=5 #kW

## Parámetros del ESS
CapkWh=4 #kW
PESScargamax=1.2.; #Potencia Maxima de carga
PESSdescmax=2;
SoC0=0.5;
SoCmax=0.90;
SoCmin=0.20;
Eff_dcg=0.98;
Eff_cg=0.95;

#####Variables
model.Prediny = Var(model.T, domain=NonNegativeReals,bounds=(0,Pre
diny max)) #Inyección de potencia
```

Control y gestión para microrredes eléctricas basadas en convertidores de potencia

```
model.Predabs = Var(model.T, domain=NonNegativeReals, bounds=(0, Predabs_max)) #Absorción de potencia
model.PESSdesc = Var(model.T, domain=NonNegativeReals, bounds=(0, PESSdescmax)) #Potencia descarga ESS
model.PESScarga = Var(model.T, domain=NonNegativeReals, bounds=(0, PESScargamax)) #Potencia carga ESS
model.SOC= Var(model.T, domain=NonNegativeReals, bounds=(SoCmin, SoCmax)) #Estado de Carga ESS

#Variables binarias/(0,1) para carga/descarga
model.xESS = Var(model.T, within=Binary)

#### Función objetivo Eq1
def obj_rule(model):#regla(Función python)
    #return sum(df_perfiles.Tarifa_CP[t]*model.Predabs[t] for t in T)
    return sum(df_perfiles.Tarifa_TOU[t]*model.Predabs[t] for t in T)
model.Obj=Objective(rule=obj_rule,sense=minimize)#mininizar función

# Restricciones
#Balance de energia electrica
def Elec_rule(model,t):#t para todo t en T
    return df_perfiles.P_PV[t]+model.Predabs[t]- model.Prediny[t] + model.PESSdesc[t] - model.PESScarga[t]==df_perfiles.P_Load[t]

model.Balance=Constraint(model.T,rule=Elec_rule)

#ESS
# relación SoC con potencias en ESS
def SOC_rule(model,t):
    if t==1:
        return model.SOC[t]==SoC0+Eff_cg*(model.PESScarga[t]*Delta_t)/CapkWh-(model.PESSdesc[t]*Delta_t)/(Eff_dcg*CapkWh)
    else:
        return model.SOC[t]==model.SOC[t-1]+Eff_cg/CapkWh*model.PESScarga[t]*Delta_t-model.PESSdesc[t]*Delta_t/(Eff_dcg*CapkWh)
model.ResSOC = Constraint(model.T,rule=SOC_rule)

# Límites de carga y descarga
def c_lim_rule(model,t):
    return model.PESScarga[t]<=PESScargamax*model.xESS[t]
model.ESScarga_lim=Constraint(T,rule=c_lim_rule)

def d_lim_rule(model,t):
    return model.PESSdesc[t]<=PESSdescmax*(1-model.xESS[t])
```



```
model.d_lim=Constraint(T,rule=d_lim_rule)

# Valor final de SoC
def SoCf_rule(model):
    return model.SOC[24]>=SoC0
model.SoCf_lim=Constraint(rule=SoCf_rule)

#Acceder a opciones del solver

####Solution / Imprimir resultados####
def pyomo_postprocess(options=None, instance=None, results=None):
    results.write()
    model.Obj.display()
    model.Predabs.display()
    # Otras variables ...
if __name__ == '__main__':
    # resolver y verificar el estado del solver/solucionador
    results=SolverFactory('glpk').solve(model)

    #Estado del solucionador
    print ("El solucionador devolvió un estado de:"+str(results.solver.status))
    if (results.solver.status == SolverStatus.ok) and (results.solver.termination_condition == TerminationCondition.optimal):
        print ("El problema es factible y óptimo")
    elif results.solver.termination_condition == TerminationCondition.infeasible:
        print ("Hacer algo al respecto ? o salir")
    else:
        # something else is wrong
        print (str(results.solver))
    print("\nMostrar solución\n" + '-'*60)
    pyomo postprocess(None, model, results)

#Imprimir resultados

#tipo de elementos pyomo
print(type(model.Predabs))
print(type(model.Obj))
#### Graficar resultados
E_compra=[model.Predabs[t].value for t in T]
E_compra.insert(0, E_compra[0]) # Para graficar desde 0
E_venta=[-1*model.Predabs[t].value for t in T]
E_venta.insert(0, E_venta[0]) # Para graficar desde 0
PESSc=[model.PESScarga[t].value for t in T]
PESSc.insert(0, PESSc[0]) # Para graficar desde 0
PESSdc=[-1*model.PESSdesc[t].value for t in T]
PESSdc.insert(0, PESSdc[0]) # Para graficar desde 0
```

```
SoCp=[model.SOC[t].value for t in T]
SoCp.insert(0, SoC0) # Para graficar desde 0
xESSp=[model.xESS[t].value for t in T]
xESSp.insert(0, xESSp[0]) # Para graficar desde 0

x=list(range(0, 25 ))
fig = plt.figure(figsize=(7,3))
plt.step(x,E_compra,'b',label='P absorbida de la red')
plt.step(x,E_venta,'r',label='P inyectada a la red')
plt.xlabel('Tiempo [h]')
plt.ylabel('Potencia [kW]')
plt.xticks(x)
plt.legend()
plt.grid()
plt.show()
fig.savefig('grid_exchange') # save the figure to file
plt.close(fig)
```

3.5 Conclusiones del capítulo

Los MGEMS son entidades que integran diferentes funciones para lograr una gestión eficiente, confiable y resiliente del sistema completo, tanto si la microrred se opera conectado a red o en modo aislado. Los MGEMS combinan tecnología informática avanzada de comunicación y manejo de datos para programar/optimizar el manejo de los recursos energéticos distribuidos y las cargas gestionables de forma adecuada.

En general, este sistema es jerárquico, y puede abarcar niveles de gestión de energía de corto plazo, incluyendo comisión de unidades, despacho económico, pero también, a más largo plazo pueden implementarse niveles de programación de mantenimiento y remplazos o incluso planeación de expansión. En este capítulo se abordaron niveles de corto plazo, enfocados específicamente a la operación de las microrredes. Entre las funcionalidades que interoperan en un MGEMS se encuentran los módulos de programación de los recursos, módulos de predicción de generación y cargas, módulos de monitoreo y análisis de calidad de potencia, módulo de manejo de contingencias e interfaces entre el exterior y el sistema.

La función esencial de un MGEMS es el módulo de programación de recursos, que define los puntos de operación de los recursos energéticos distribuidos de la microrred y el manejo de las cargas gestionables. La

implementación de esta funcionalidad puede fundamentarse en estrategias basadas en reglas o en técnicas de optimización y de búsqueda, o incluso, para problemas de mayor complejidad, combinar técnicas mediante métodos híbridos.

Aunque en las microrredes es usual implementar la gestión simultánea de los recursos distribuidos y de las cargas, en este capítulo se presentan la gestión de lado de la generación y de la demanda de manera independiente, como típicamente se aplica en los sistemas eléctricos, para describir estos dos enfoques de una manera más clara. Adicionalmente, se describen las aplicaciones que resultan de la inclusión de BESS en la gestión de la energía de las microrredes.

Por el lado de la gestión de la generación se diferencian los conceptos de UC y ED, que han sido utilizados convencionalmente en el manejo de sistemas eléctricos, especificando que el primero busca seleccionar las unidades de generación que se van a poner a operar y que se refiere a horizontes de tiempo de días o incluso meses. Por su parte, el ED se refiere a la programación de la cantidad de energía que cada unidad de generación requiere suministrar y se establece para horizontes de tiempo más pequeños, días o incluso horas. En general, estas acciones buscan reducir costos de operación.

En la gestión de la demanda de energía, se muestra que, dentro de los efectos que consiguen en el perfil de consumo, tras aplicar este tipo de programas, se encuentran la reducción de picos, rellenados de valle, desplazamiento de cargas, reducción de la curva tras implementar programas de eficiencia energética, aumento de la capacidad si se aumenta la electrificación y obtener formas flexibles de carga. Es ideal no tener variaciones muy pronunciadas en las curvas diarias, ya que esto implica poner en operación fuentes de generación más costosas por operaciones cortas en los periodos de picos de demanda, y apagar unidades que requieran mayores tiempos para volver a poner en operación. Los programas que se han categorizado para la gestión de la demanda se dividen en programas de respuesta basados en precio e incentivos que apuntan a cambiar el comportamiento de consumidor final mediante la modificación

de perfiles de precio de la electricidad, en el primer caso, o pagos de incentivos, en el segundo caso.

Por otro lado, la adición de sistemas de almacenamiento de energía en sistemas de potencia eléctricos aumenta su capacidad de gestión ya que permite enriquecer la operación y gestión con aplicaciones como el recorte de picos, la nivelación de cargas, el arbitraje de energía, la reserva de generación, entre otros. Las tecnologías de almacenamiento más utilizadas en la gestión de microrredes son los basados en baterías BESS y los sistemas híbridos.

Estos enfoques han sido integrados en la formulación matemática de un problema de optimización de microrredes, considerando un caso conectado a red, con fuentes renovables, cargas no flexibles y BESS en un esquema de autoconsumo. Se ha desarrollado un problema de optimización lineal entero mixto, en que se busca reducir los costos de operación del sistema. Además, se han presentado las restricciones que agregan las limitaciones físicas de los recursos del sistema, explicando su pertinencia en el modelo. Este modelo se convierte en una herramienta que puede modificarse incluyendo objetivos y restricciones adicionales, especialmente para aplicaciones en microrredes con mayor complejidad. Es de destacar que aumentar la granularidad del modelo (nivel de detalle) puede significar un incremento importante en los recursos computacionales que se requieren para su solución y en algunos casos, no cambiar significativamente los resultados obtenidos.

Capítulo 4

Protecciones para microrredes eléctricas

4.1 Protecciones en sistemas eléctricos de distribución vs. microrredes

Los sistemas de potencia modernos han estimulado la penetración de las energías renovables para mejorar su flexibilidad, incrementar la oferta de energía económica y calidad del servicio. Por otra parte, en los últimos años se han presentado desarrollos significativos que han permitido la conexión de diferentes tipos de fuentes renovables como turbinas de viento y sistema fotovoltaicos al sistema de distribución de potencia para formar una red inteligente [59], de hecho, en muchos países se está incrementando cada vez más, la sensibilidad acerca de los recursos energéticos renovables y elementos de generación distribuida.

Los sistemas de distribución avanzados son necesarios para facilitar los cambios que ocurren dentro de la red inteligente [60]. Estos cambios tienen en cuenta la inclusión de elementos de generación distribuida, vehículos eléctricos, cargas sensibles (concebidas como aquellas cargas que deben seguir funcionando pese a fallas que se puedan presentar en el servicio eléctrico, por ejemplo, equipos de soporte vital), entre otros. Una forma de integrar los recursos de energía distribuidos es a través de la estructuración de microrredes, que son secciones del sistema de distribución que incluyen cargas convencionales, cargas controlables, generación distribuida y almacenamiento. Los activos en una microrred pueden ser manejados por el

controlador central o comportarse como agentes autónomos lo que define claramente una de las ventajas de una microrred: su habilidad de aislarse del sistema durante una perturbación y operar autónomamente. Adicionalmente, las microrredes pueden cambiar su topología de red cuando está operando de manera aislada desde un sistema radial a un sistema de lazo o en malla, aumentando la confiabilidad hacia los clientes de manera considerable.

Uno de los mayores problemas asociados a las microrredes es la protección. Numerosos estudios han mostrado que los esquemas de protección de los sistemas eléctricos de distribución tradicionales, son incapaces de detectar y aislar las fallas de las microrredes bajo varios modos de operación, en especial, cuando están trabajando de manera aislada u operando de manera autónoma [60]. En el sistema eléctrico convencional, el sistema de protección se diseña asumiendo flujo de potencia unidireccional. Al contar con la opción de flujo de potencia bidireccional e incluir la interface de electrónica de potencia de los generadores distribuidos modernos, se hace necesario asumir numerosos retos para la protección de microrredes [61]. Esto debido a que las corrientes de falla y las corrientes de carga varían de manera significativa en magnitud y dirección de acuerdo con los cambios en el modo de operación. En consecuencia, y teniendo en cuenta la estructura dinámica de la microrred, se debe prestar atención especial a los sistemas de protección, de hecho, uno de los mayores retos del sistema de protección de las microrredes es que deba responder ante fallos en modos de operación aislados y conectados a la red.

A continuación, se presenta un análisis comparativo entre los esquemas de protección utilizados en los sistemas eléctricos de distribución tradicionales y las microrredes.

4.1.1 Esquemas de protección en el sistema eléctrico tradicional

La protección del sistema eléctrico de distribución tradicional, en la mayoría de los casos, se basa en protección contra sobrecorrientes y se clasifican en protecciones de sobrecorriente de tiempo definido o de tiempo inverso [62]. La configuración de la protección deberá llevarse a cabo de tal

manera que cada falla se anula suficientemente rápido con impacto mínimo en los usuarios, incluso cuando el dispositivo de protección falle. La obtención de los valores de configuración es una tarea compleja porque tiene que incluir todos los posibles estados del sistema, debido a que los relés de protección utilizados en el sistema de distribución tienen una cantidad limitada de información disponible. Las señales de entrada de un relé de sobrecorriente son las corrientes disponibles en las tres fases.

Las condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente son las siguientes [63]:

1. *La seguridad. El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.*
2. *La sensibilidad. El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que tenga la capacidad.*
3. *La selectividad. El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje.*

Para cumplir con estas condiciones se utilizan herramientas como: cortacircuitos fusible, elementos fusibles, fusibles de expulsión, fusibles limitadores de corriente, fusibles electrónicos, fusibles en vacío, interruptores automáticos (con recierre), restauradores y seleccionadores automáticos.

En la mayoría de los sistemas de distribución actual, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie [63]. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo protegido. El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda u opere al bloqueo. Un ejemplo simple de coordinación se muestra en la Figura 45, el cual es un diagrama unifilar que permite identificar los diferentes elementos de protección que componen el sistema.

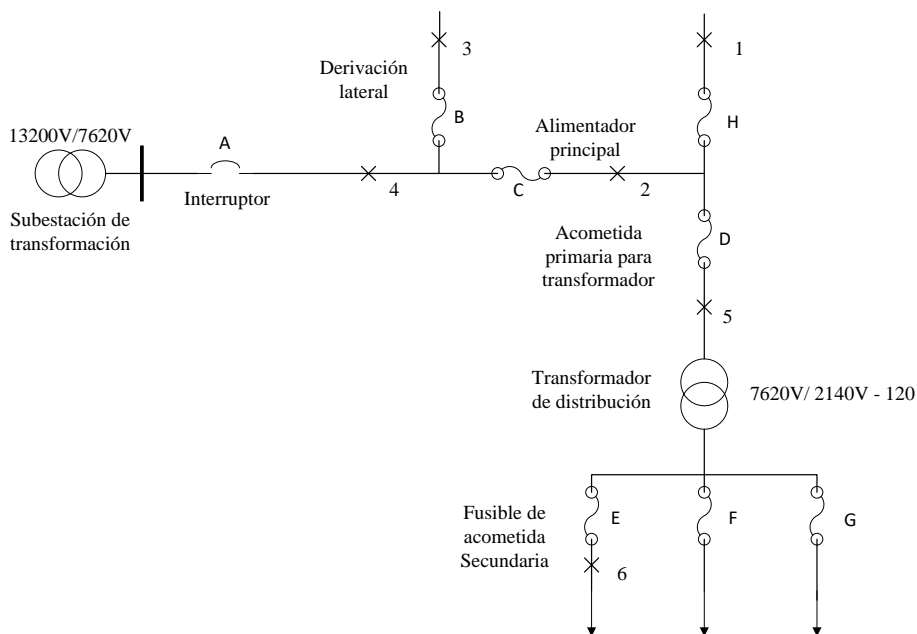


Figura 45. Coordinación de protecciones. Adaptado de [63].

Otro esquema de protección que considera el sistema eléctrico de distribución es la protección contra sobretensiones debido a descargas atmosféricas, desplazamientos de neutro durante fallas línea-tierra, operación de fusibles limitadores de corriente y ferresonancia [63]. Este tipo de protección se basa primordialmente en un buen diseño del aislamiento que debe tener la línea para operar en condiciones normales y que soporte condiciones transitorias. Las herramientas más comunes para prevenir las sobretensiones son: Hilos de guarda, cuernos de arqueo, pararrayos y la puesta a tierra de las estructuras.

4.1.2 Esquemas de protección en las microrredes

La red de potencia heredada tiene una arquitectura descendente, desde la generación hasta la transmisión y el sistema de distribución. Esta estructura ofrece resiliencia limitada a fallas y pérdidas del sistema de transmisión que puede resultar en pérdidas en muchos sistemas de distribución [64]. Dentro de la pasada década, los avances tecnológicos y los incentivos gubernamentales facilitaron la integración significativa de las

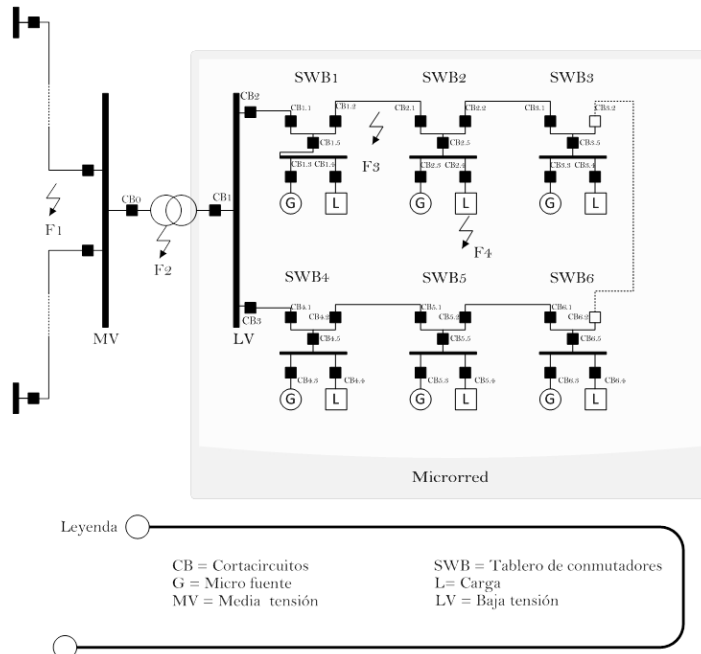
unidades de recursos energéticos distribuidos con sistemas de distribución pasivos convencionales, generando como resultado los sistemas de distribución activos, los cuales pueden evolucionar en microrredes.

Aunque las microrredes están instaladas al nivel de distribución de la red heredada, los dispositivos que protegen la distribución tales como el fusible o los restauradores [65], no son candidatos ideales para la protección de las microrredes por varias razones, siendo una de las más importantes, la dependencia completa de estos dispositivos a la magnitud de la corriente local. La capacidad de cortocircuito de la red principal puede ser mucho más grande que las unidades manejadas por los recursos de energía distribuidos de una microrred, por más de un orden de magnitud, haciendo que los valores de corriente de falla, en los modos aislado y conectado a la red, sean considerablemente diferentes, lo que a su vez ocasiona que la configuración y coordinación de los dispositivos que protegen la distribución sea bastante complicada y frecuentemente inalcanzable.

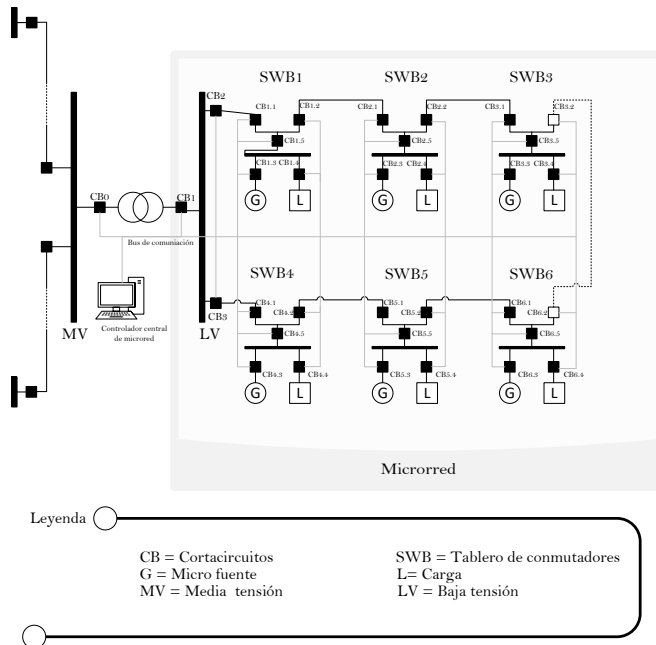
Una cantidad considerable de métodos han sido publicados en los últimos años para implementar la protección de las microrredes [66]. Estos métodos pueden dividirse en seis categorías principales:

- Cambiar la configuración de los dispositivos de protección al incluir dentro de la configuración unidades de generación distribuida.
- Desconectar las unidades de generación distribuida de manera adecuada cuando las fallas se presentan.
- Crear un balance entre las diferentes tecnologías de generación distribuida.
- Utilizar limitadores de fallos de corriente.
- Utilizar transformadores inteligentes.
- Protección adaptativa.

Ejemplos de estas categorías se observan en la parte a y b de la Figura 46.



a. Escenarios de falla internos y externos en una microrred.



b. Sistema de protección activo centralizado

Figura 46. Ejemplo de categorías de protección en microrredes. Adaptado de [67].

Básicamente, los métodos mencionados buscan satisfacer siete retos claves en la protección de las microrredes [68].

4. *La modificación en el nivel de corriente de falla, debido a la conexión de varios generadores distribuidos al sistema de distribución, los cuales utilizan generadores sincrónicos o de inducción y alteran la coordinación de los fusibles.*
5. *La discriminación efectiva de dispositivos que se hace a través del manejo de impedancias con respecto a la distancia a la fuente, concepto que en el modo de trabajo aislado no funciona.*
6. *La reducción en el alcance efectivo de los relés de impedancia que se activan en cierta zona de impedancia o en una cantidad de tiempo definida; la conexión de un generador distribuido al sistema de distribución provocará que la impedancia medida por el relé sea más alta que la impedancia real de falla.*
7. *El cambio del perfil de tensión y la bidireccionalidad que se origina en el sistema de distribución con generadores distribuidos, cuando la generación local excede el consumo local, creando un flujo de potencia inverso que resulta en violación de los límites de tensión.*
8. *El quinto es un disparo amigable de dispositivos de protección por fuera de su zona de actuación, debido a la contribución inesperada de los generadores distribuidos.*
9. *El aislamiento, un fenómeno descrito como pérdida de la red. Si el generador embebido, que generalmente no cuenta con control de tensión ni de frecuencia, continúa suministrando potencia a pesar de la desconexión de la red, la magnitud de la tensión sale fuera de control en este modo de operación.*
10. *El efecto sobre la reconexión del alimentador. Estos dispositivos deben restaurar el sistema después de una falla que dure un intervalo de tiempo muy corto. En sistemas de distribución con generadores distribuidos se presentan dos problemas: primordialmente, la operación del reconector puede fallar puesto que trata de solucionar un problema de un generador distribuido, es decir, un elemento activo y, adicionalmente, debido al desbalance de la potencia activa, puede haber cambios en la frecuencia de las partes aisladas de la red y por lo tanto, el conmutador enlazaría dos sistemas operando de manera asíncrona.*

Teniendo en cuenta lo anterior, y aclarando que los dispositivos de protección de sobrecorriente, en términos generales, detectan fallas para niveles altos de corriente, se hace necesario la implementación de nuevos algoritmos para detección de fallas en microrredes, esto en razón a que los niveles de corriente son muy inferiores a los presentados en los sistemas de distribución, debido a la utilización de equipos de estado sólido. En adición, cuando se añaden generadores distribuidos, la energía puede fluir en cualquier dirección a través de los dispositivos sensores de los sistemas de protección, haciéndolos lucir más como una línea de transmisión que como

un alimentador [69]. Los armónicos generados por dispositivos electrónicos de potencia y fuentes de energía no controlables como el viento y la energía solar crean retos adicionales.

En general, y en sintonía con lo expresado en [70], la protección de las microrredes debería ser independiente de las fallas de corriente altas, dirección del flujo de potencia, balance de carga y generadores *plug and play*, los relés deberían adaptarse a los cambios de la fuente de energía y los controles debería limitar los armónicos, todo esto, dentro de niveles de costo aceptables.

4.2 protecciones usadas en microrredes AC

El principal objetivo de un sistema de protección en un sistema de potencia es garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico a los usuarios. En cualquier sistema de protección eléctrico, el control de las variables críticas, tales como tensión, corriente y frecuencia, es obligatorio, ya que asegura la integridad y confiabilidad de la operación del sistema de potencia. La protección del sistema de energía distribuida depende del modo de distribución, ya sea radial, anillo principal, o de red. El sistema mayormente utilizado es el radial, que depende del suministro en un extremo a través de una fuente principal.

El sistema de protección para una microrred AC generalmente utiliza interruptores, fusibles y relés. Se debe tener en cuenta que el sistema puede conectarse a la red principal, por lo tanto, debe tenerse más cuidado y tener un modelo de coordinación de protecciones que cubra no solo el modo interconectado a red sino el modo aislado. En ambos casos, la falla debe poder aislarse adecuadamente y poder realizar el diagnóstico de esta fácilmente. Un conjunto de buenas prácticas es recomendado por la IEEE 1547.7 para la protección de sistemas de potencia [71].

4.2.1 Dispositivos de protección para microrredes AC

Existe un alto número de equipos usados para la protección de sistemas de distribución de energía en las microrredes AC, el tipo de protección a utilizar dependerá del sistema y del nivel de tensión. Los dispositivos de

protección más utilizados son: relés de sobrecorriente, restauradores, seccionadores y fusibles.

a. Relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente son elementos utilizados para proteger los dispositivos dentro del sistema de distribución radial (ver Figura 47). El transformador dentro del dispositivo de protección tomará la corriente del primario y el secundario alimentará la corriente de la bobina del electroimán, la fuerza electromagnética resultante activará el dispositivo móvil. Si la corriente de entrada del primario supera el nivel pre-configurado, los contactos del relé se activarán y alimentarán el circuito de protección. Para proteger el sistema, la corriente de recogida y el ajuste de tiempo deben adecuarse teniendo en cuenta los tiempos de actuación y los tipos de corriente de falla [72].

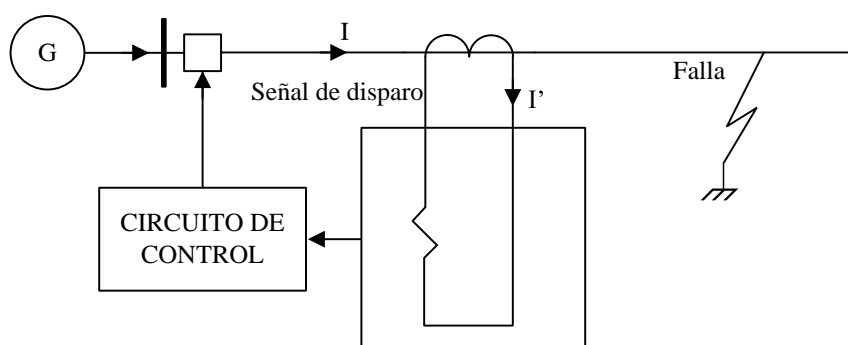


Figura 47. Representación de un relé de sobrecorriente. Ajustado de [72].

En los avances recientes de relés de sobrecorriente para sistemas de distribución, se encuentran los PAC (Protección Automatización y Control), con más de 25 elementos adicionales para una respuesta rápida y un nivel avanzado de protección [71]. (Ver Figura 48).

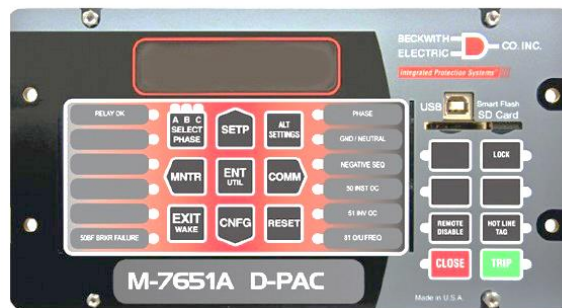


Figura 48. PAC (Protección, automatización y control). Tomado de [71].

b. Restauradores

Los restauradores son dispositivos de protección utilizados para reconocer fallas de sobrecorriente del tipo: fase a fase, fase a tierra. El dispositivo abre la línea si el estado de sobrecorriente permanece después de un tiempo programado y se vuelve a cerrar mecánicamente si la falla ha finalizado, un ejemplo de restaurador se muestra en la Figura 49.

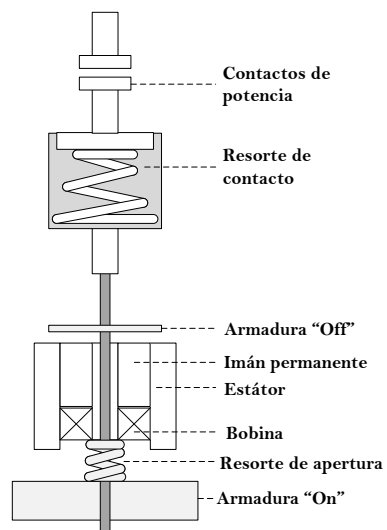


Figura 49. Restaurador. Ajustado de [73].

c. Seccionadores

Los seccionadores son dispositivos mecánicos que abren los segmentos en falla de las líneas de distribución, se ubican primero que el interruptor

colocado aguas arriba de dicha sección y antes de una posible interrupción a efectuarse por el restaurador. Este tipo de dispositivos se instalan aguas abajo del restaurador, debido a que deben trabajar en conjunto con un dispositivo de soporte que tenga la capacidad de ruptura de corriente de falla, ya que no cuenta con un sistema para la supresión del arco eléctrico [71]. Este dispositivo se puede apreciar en la Figura 50.



Figura 50. Seccionador. Tomado de [71].

d. Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección contra sobrecorrientes más sencillos y que se usan con mayor frecuencia (Figura 51). Es un dispositivo con un alambre dimensionado para fusionarse al alcanzar el valor de la sobrecorriente establecido por el fabricante, encerrado en una cubierta que une dos placas metálicas, las cuales contienen un elemento de fusión que se activa cuando la corriente supera el valor para el cual ha sido diseñado [71].

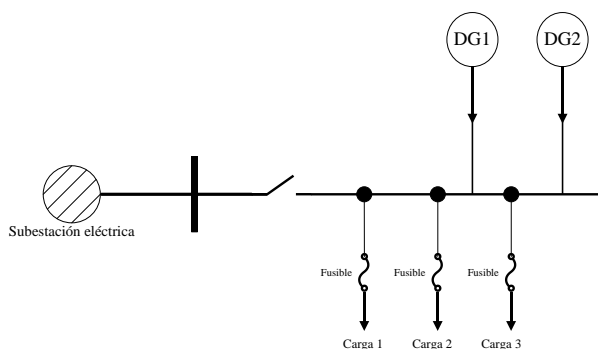


Figura 51. Representación de Fusibles. Ajustado de [74].

4.3 Protecciones usadas en microrredes DC

Un esquema de protección para microrredes eléctricas difiere de los métodos de protección de las redes convencionales de media y baja tensión. Las estrategias de control en las microrredes necesitan tomar en cuenta las fallas tanto en la red eléctrica como en la microrred. Si una falla ocurre en la red principal, la microrred deberá desconectarse lo más pronto posible de ella. Por otro lado, si ocurre una falla dentro de la microrred se debe localizar y aislar lo antes posible para su pronta reparación [75].

Con el objetivo de manejar los retos de las protecciones en las microrredes DC se debe tener una adecuada arquitectura de puesta a tierra, una estrategia rápida y eficiente de detección de fallas, métodos de limitación de corriente de fallas, y los *breakers* apropiados [76].

A continuación, se explican algunos de los métodos y procesos de detección de fallas basados en *breakers*.

4.3.1 Procesos de detección de fallas

Debido a que en las microrredes DC se manejan buses de tensión con muy baja impedancia, una corriente de falla podría incrementarse en cientos de veces en un pequeño instante de tiempo. Bajo estas condiciones, el propósito principal del sistema de protección es primero identificar la sección donde ocurrió la falla en el menor tiempo posible. Una vez localizada la falla, se debe enviar una señal al dispositivo de protección para aislar la sección en donde se presentó. La falla puede ser temporal o permanente. Si la falla es temporal, el dispositivo de protección debe cerrarse nuevamente cuando se haya restaurado la falla. Si la falla es permanente, deben ser localizados y reemplazados los elementos comprometidos.

El diagrama de flujo que muestra el proceso de detección de fallas se muestra en la Figura 52.

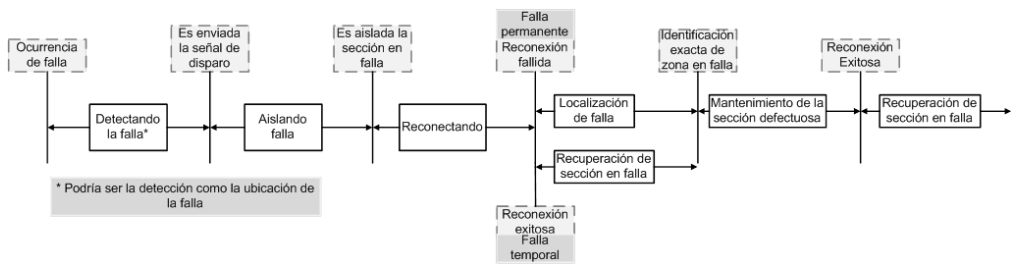


Figura 52. Proceso de detección de fallas. Ajustado de [76].

4.3.2 Métodos de detección de fallas

Debido a que una corriente de falla puede alcanzar valores muy altos en un corto tiempo, los sensores deben tener tasas de muestreo mucho más altas y los sistemas de comunicación deben ser muy rápidos. Dichos esquemas de protección se evalúan a través de los siguientes parámetros:

- Velocidad: el método de protección debe identificar la falla en un corto tiempo para prevenir daños en los equipos.
- Selectividad: el método de protección debe identificar la sección de la falla.
- Sensibilidad: el método de protección debe detectar todas las fallas incluyendo altas impedancias.
- Confiabilidad: el sistema debe aislar la sección de la falla cuando la protección primaria o el sistema de comunicación fallen.

A continuación, se exponen los esquemas de protección más comunes.

a. Protección por sobrecorriente

En este método se considera un valor umbral para determinar si ha ocurrido una falla. Además de la detección de la falla, el relé de sobrecorriente debe ser coordinado apropiadamente. Este tipo de protecciones son implementadas en microrredes DC, donde los rectificadores tienen la capacidad de limitar la corriente. Sin embargo, este método no es recomendado en microrredes DC complejas, debido a que da lugar a tiempos de eliminación de fallas muy largos y a desconexión de secciones de la microrred más grandes que lo necesario. Un ejemplo de la implementación de este esquema se presenta en [77] donde se implementa un esquema de protecciones y comunicaciones con alta sensibilidad, velocidad y selectividad.

b. Protección por derivada de la corriente

Cuando ocurre un aumento de la corriente debido a una falla, la derivada de dicha corriente aumenta rápidamente. Esta derivada se puede sensar y por lo tanto identificar una falla gracias a ella. Sin embargo, la derivada de la corriente depende de la longitud del cable, la carga y la impedancia de la falla lo que hace que establecer un valor umbral para considerarse una falla sea muy difícil de generalizar. Además, se necesitan sensores mucho más rápidos que los del método anterior, lo cual aumenta el ruido en la medición. Para solucionar este problema se requiere filtrar la señal del sensor.

c. Protección por sobrecorriente direccional

Este método se basa en que, al presentarse una falla, la magnitud y la dirección de la corriente cambian, lo cual es identificable. Está acompañado de un sistema de comunicación que monitorea todas las ramas de la microrred.

d. Protección a distancia

Este método se basa en la medición de la impedancia desde el punto de medición hasta el punto de falla. Si la impedancia medida está dentro de un valor establecido, se enviará una señal de disparo al *breaker* asociado, teniendo en cuenta la programación de un retardo específico con el fin de lograr la selectividad deseada. Para desarrollar un sistema de protección a distancia que sea rápido, no es necesario aplicar métodos específicos para reducir el consumo de tiempo en la localización del punto de falla, sino desarrollar esquemas que permitan determinar de forma aproximada la impedancia, como por ejemplo, la medición de la tensión y la corriente en el punto de medida, así como en otro punto cercano, y el posterior análisis de circuitos realizado de forma iterativa para determinar la distancia en función de la impedancia [78].

e. Protección diferencial

El relé diferencial mide sólo la amplitud de corriente de cada lado de un elemento específico mediante un transductor de corriente y luego, basándose en el valor diferencial de las corrientes determina si se ha producido o no el fallo. Las protecciones diferenciales para microrredes DC,

presentan la desventaja de necesitar un sistema de comunicación, lo cual eleva su costo. Por otra parte, no cuenta con un respaldo para la protección y el sistema es susceptible a errores por parte del transductor de corriente [79].

En la Tabla 4 se comparan cada uno de los métodos de protección mencionados anteriormente.

Tabla 4. Comparación de los métodos de protección para microrredes DC. Ajustada de [76]

	Protección de corriente	Protección direccional	Sobrecorriente	Protección de distancia	Protección diferencial
Velocidad	Moderado	Alto	Moderado	Lento	Alto
Selectividad	Moderado	Bajo	Alto	Alto	Alto
Selectividad	Bajo/Moderado	Alto	Bajo/Moderado	Bajo/Moderado	Alto
Fiabilidad	Bajo/Moderado	Bajo/Moderado	Moderado/Alto	Moderado/Alto	Bajo
Costo	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Alto

4.3.3 Dispositivos de protección para microrredes DC

Los primeros dispositivos en que se piensa para la protección de los sistemas electrónicos son los fusibles. Un fusible consiste en un puente y un material absorbente de calor dentro de un material cerámico y son usados como dispositivo de protección simple y primitiva para proteger a los sistemas de sobrecorrientes. Aunque es un dispositivo de bajo costo con una estructura simple, tiene desventajas como, bajos tiempos de respuesta, requieren ser reemplazados después de su operación y no son capaces de identificar una falla temporal de una falla permanente. Por esta razón, las tecnologías CB (*Circuit Breakers*) han tenido un mayor auge especialmente en las microrredes.

Dentro de las tecnologías de CBs existen las siguientes:

a. CBS mecánicas

Generalmente estos mecanismos funcionan con principios neumáticos, hidráulicos, amortiguados y magnéticos. Cuando las fallas ocurren, los contactos mecánicos de los interruptores se separan lo que crea arcos eléctricos. Debido a la existencia de cruces por cero en las microrredes AC, estos interruptores mecánicos son muy aplicables, sin embargo, en las microrredes DC tienen aplicaciones muy restringidas. Para tratar con estos

problemas se han propuesto CBS mecánicos con circuitos resonantes. En la Figura 53 se muestran estos tipos de CBs.

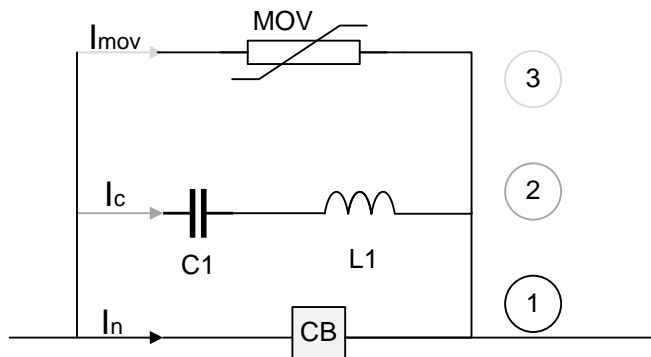


Figura 53. Breaker Mecánico. Ajustado de [76].

Una vez la falla ocurre, el interruptor mecánico se abre y se genera un arco. La tensión de arco inicia la conmutación de la corriente desde la carga al punto común. Entonces el circuito que tiene el capacitor y el inductor generan una corriente oscilante en crecimiento. Mientras esto ocurre se generan cruces por cero en el interruptor mecánico e interrumpe la corriente con el primer cruce por cero. Durante estas dos etapas, la tensión del interruptor incrementa gradualmente hasta alcanzar un valor específico. Cuando esto ocurre, la corriente cambia de rama a un circuito absorbente de energía, el cual es típicamente un varistor de metal de oxido (MOV) para absorber y disipar la energía disipada después de una absorción. Finalmente, la corriente de fallas decrece gradualmente a cero.

b. Breakers de estado sólido (SSCB)

Los *breakers* de estado sólido son dispositivos que cumplen las mismas funciones que un CB, pero con la particularidad de que se encuentran contruidos con dispositivos semiconductores que operan a frecuencias de trabajo más altas. Los SSCB, son utilizados en circuitos DC para manejar el problema de los bajos tiempos de respuesta. El típico SSCB se muestra en la Figura 54, un sistema de refrigeración es usado con el dispositivo semiconductor para asegurar una alta eficiencia del sistema.

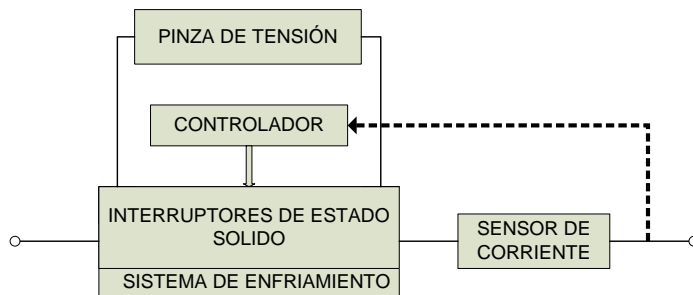


Figura 54. Breaker de Estado Sólido. Ajustado de [76].

c. Breaker híbrido (HCB)

El *breaker* híbrido combina las tecnologías de los *breakers* mecánicos y los *breakers* de estado sólido. Como se muestra en la Figura 55, un HCB convencional tiene tres partes principales que incluyen: *Switch* mecánico, *breaker* de estado sólido para alta tensión y un MOV. Adicionalmente, un limitador de corriente (CLR) se coloca en serie a un *breaker* residual (RCB) para limitar la corriente y aislar la línea de la falla completamente. Cuando la falla ocurre, el interruptor mecánico (MS) abre sus contactos y envía la señal de encendido al *breaker* principal. La tensión de arco que se crea se incrementa hasta superar el máximo del *breaker* principal (MB) y puede ser ahora manejado por el interruptor mecánico. Cuando se alcanza la tensión máxima, la corriente es manejada por el MOV.

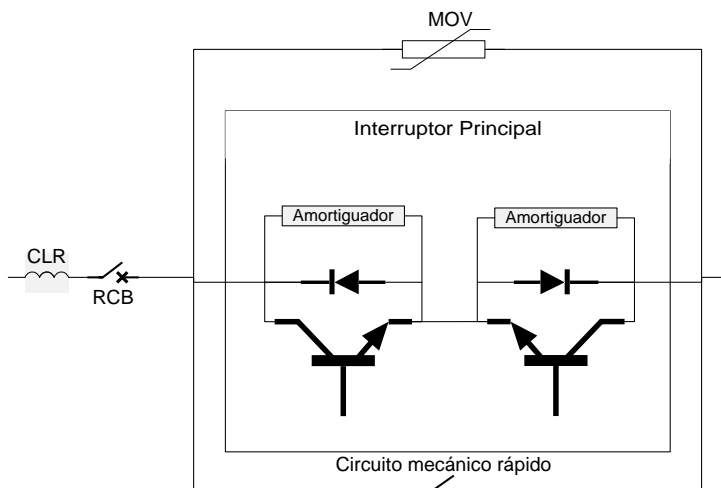


Figura 55. Breaker Híbrido Convencional. Ajustado de [76].

4.4 Estrategias para la coordinación de protecciones en una microrred

El auge de las fuentes no convencionales de energía y su empleo en las microrredes eléctricas implica el planteamiento de apropiadas estrategias de coordinación de protecciones que respondan a las características propias de estos sistemas (como lo son: bajas corrientes de falla, en comparación con los sistemas AC tradicionales, flujos bidireccionales de potencia y para el caso particular de la microrredes DC la falta de un cruce por cero en las corrientes de falla) lo que implica dispositivos de protección con la capacidad de realizar apertura sin utilizar el cruce por cero.

Estas características no solo impactan directamente el tipo de dispositivos de protección que se pueden utilizar, la forma en que estos dispositivos interactúan para despejar la falla, evitando la salida de operación de todo el sistema que también se ve impactado. Esta forma de interacción se conoce como coordinación de protecciones, esta coordinación dota al sistema de la característica de selectividad, la cual se define como la capacidad que tiene el sistema para despejar una falla aislando o desconectando únicamente la parte del mismo que se encuentra bajo falla.

A continuación, se presentan las estrategias de coordinación de protecciones disponibles en la literatura para microrredes eléctricas. Primero, se expondrán las estrategias por ajustes de tiempos en los dispositivos de protección, posteriormente se presentarán las estrategias que utilizan comunicación entre los dispositivos de protección y finalmente, se discutirá sobre el panorama actual de la temática en mención.

4.4.1 Estrategias de coordinación de protecciones por ajustes de tiempos

Las estrategias de coordinación de protecciones por ajustes de tiempos parten de la división de la microrred en diferentes zonas en las cuales se cuenta con varios dispositivos de protección que tienen tiempos de disparos diferentes. En [80] se propone una estrategia de coordinación de este tipo

en la cual se utilizan relés de sobrecorriente, la división en zonas de la microrred que el autor realizó se puede observar en la Figura 56.

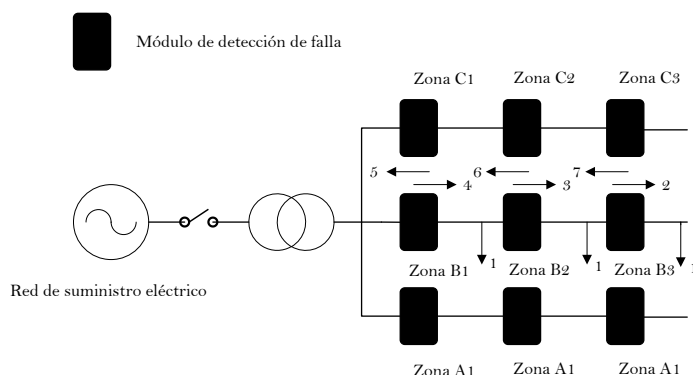


Figura 56. División en zonas de una microrred para la estrategia de coordinación por ajustes de tiempos. Ajustada de [80].

Los dispositivos de protección identifican la ubicación de la falla con medidas de tensión y corriente, esta estrategia de protección tiene como objetivo dar selectividad a la microrred, con lo cual se logra desconectar del sistema, únicamente la parte de este que se encuentra bajo falla. Para lograr la selectividad con los ajustes de tiempo, el mayor tiempo de disparo se asocia al dispositivo de protección más cercano a la fuente de energía, por ejemplo, tomando como referencia la Figura 57, se tiene que el dispositivo de protección a la derecha de la zona B3 tiene un tiempo de disparo t , el que está a la derecha de la zona B2 tiene un tiempo de disparo de $2t$ y por último el dispositivo que está a la derecha de la zona B1 tiene un tiempo de disparo $3t$.

Este tipo de estrategia de coordinación puede mejorarse, según [81], con el uso de un sistema de comunicación entre los dispositivos de protección, es importante resaltar que el uso de un sistema de comunicación, en el esquema de protecciones, aumenta la vulnerabilidad del sistema.

Otra estrategia por ajustes de tiempos es propuesta en [82], el autor plantea una estrategia de coordinación con relés de microprocesador acompañados de dispositivos direccionales de corriente que identifican la dirección de la corriente. Con la dirección de la corriente identificada, el autor define tiempos de disparo en función de la dirección de las corrientes.

Lo anterior, se aprecia en la Figura 57, para una falla en la rama de la izquierda, el tiempo de disparo TD_{rev} es mayor para la protección del lado derecho puesto que la falla ocurre en la rama de la izquierda, la protección de esta rama tiene un tiempo de disparo, TD_{fwd} , menor puesto que la falla ocurre en la rama que esta protege.

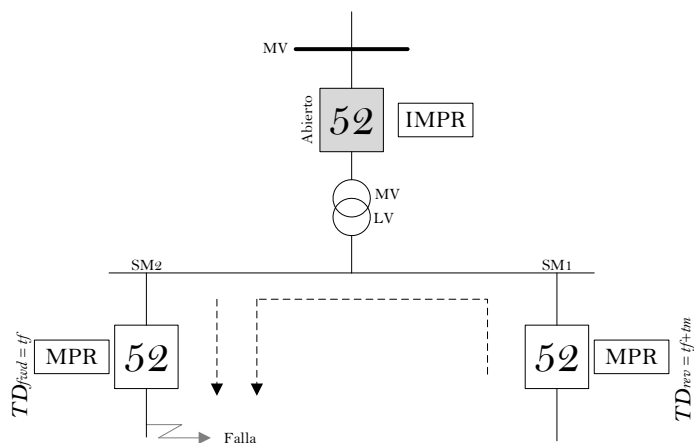


Figura 57. Esquema de coordinación por ajustes de tiempos en función de la dirección de la corriente de falla. Ajustado de [82].

Para microrredes DC se tienen esquemas de protección basados en relés diferenciales de corrientes, los cuales funcionan en pares ubicados en extremos de la misma línea. Sobre la misma línea los dos relés realizan medidas de corriente, tanto en magnitud como en dirección, con estas variables el relé es capaz de determinar si a lo largo de la línea existe una falla la cual es detectada por la diferencia entre las corrientes que entran y que salen de la línea. La coordinación de protecciones en este caso implica el ajuste de tiempos de tal forma que las protecciones de la línea no disparen a magnitudes de corrientes de falla en otra línea.

En [83] se presenta un esquema de protección para microrred DC con relés diferenciales de corriente, la microrred propuesta por el autor junto con el esquema de protección se presenta en la Figura 58.

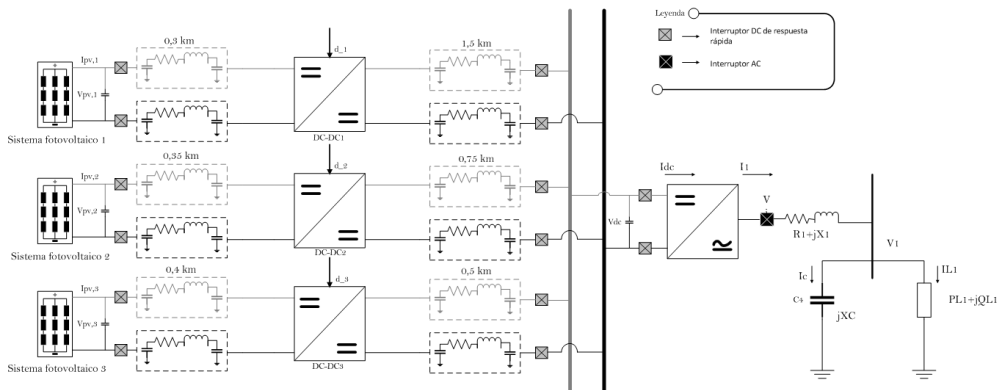


Figura 58. Esquema de coordinación con relés diferenciales de corriente para microrred DC. Ajustado de [83].

4.4.2 Estrategias de coordinación con sistemas de comunicación

En las estrategias de coordinación con sistemas de comunicación, como se describe en [81], se tiene una unidad central que se conecta con cada uno de los dispositivos de protección. La unidad central determina la ubicación de la falla con medidas de tensión y corriente, y envía la señal de disparo para abrir la protección o protecciones que tienen la capacidad de despejar la falla. En [84] se presenta una estrategia de coordinación de este tipo. Parte de la estrategia propuesta por el autor se puede entender al observar la Figura 59.

El objetivo de este tipo de sistema es la confiabilidad, la cual el autor alcanza proponiendo tres niveles de funcionamiento para el sistema. El primer nivel está compuesto por un comparador de niveles de corriente el cual se encarga de determinar que protecciones deben dispararse, si estas protecciones no se disparan el segundo nivel dispara las protecciones adyacentes, en última instancia si las protecciones adyacentes fallan o el sistema de comunicación falla, se activa un esquema de protecciones de tensión comparativo.

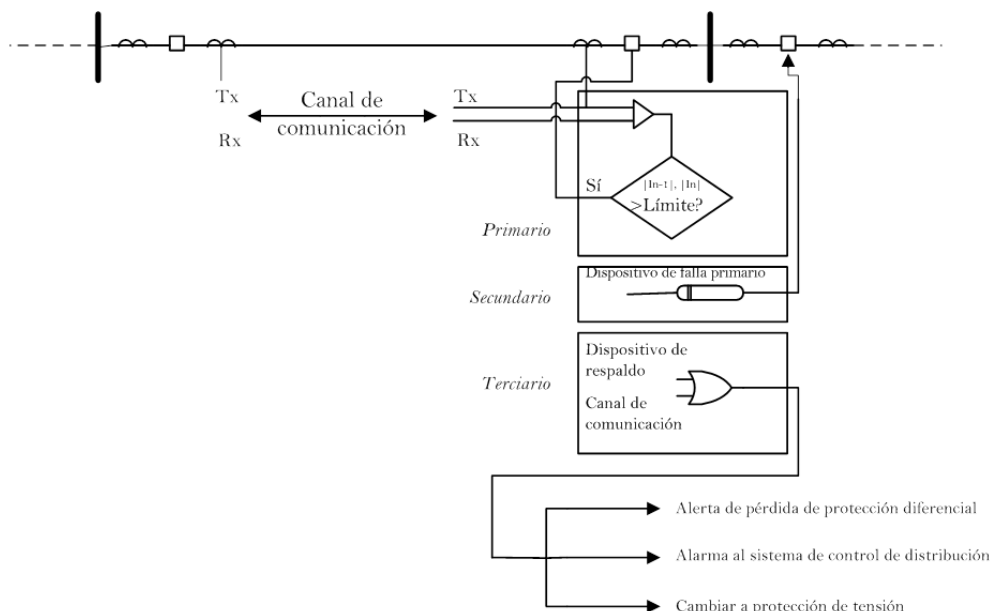


Figura 59. Esquema de coordinación por sistema de comunicación. Ajustado de [84].

Por otro lado, en [85] se propone un esquema de coordinación de protecciones basado en comunicación de múltiples IED (por sus siglas en inglés Dispositivos Electrónicos Inteligentes). Los IEDs envían a un concentrador el valor de corriente en tiempo real, esta información es procesada por el concentrador para determinar la posición de la falla y determinar que protecciones deben disparar, este concentrador también decide sobre que protecciones activan la función de recierre. El esquema de microrred propuesto por este autor se presenta en la Figura 60, a diferencia de las estrategias de coordinación antes tratadas cabe resaltar que esta estrategia en particular se plantea sobre una microrred que no es radial. Esta estrategia también cuenta con un sistema de respaldo que utiliza sensores de corriente incorporados en los IEDs los cuales utilizan una marca de tiempo asociada a un GPS para detectar la falla y aislarla.

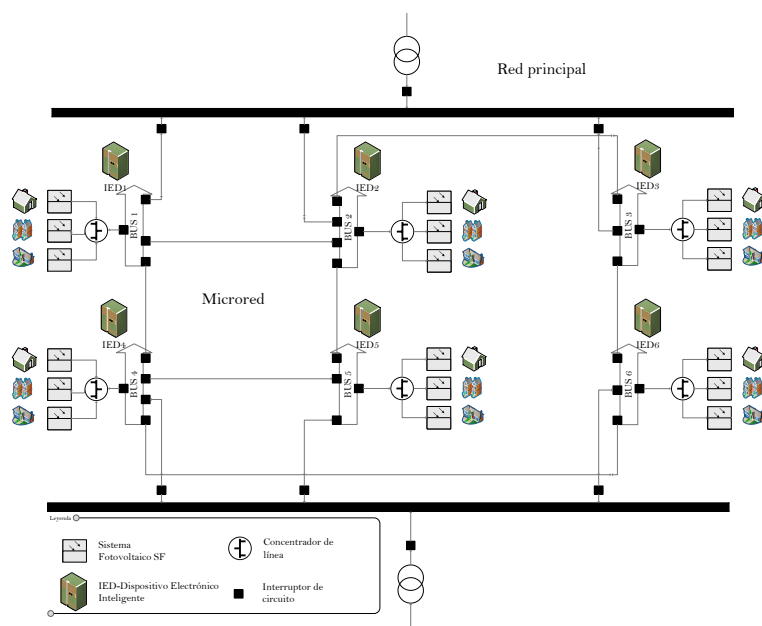


Figura 60. Esquema de coordinación por sistema de comunicación con IEDs. Ajustado de [85].

4.5 Tendencias futuras y conclusiones del capítulo

Las estrategias de coordinación basadas en ajustes de tiempos, provienen de los sistemas de potencia convencionales, la limitante de este tipo de estrategias es la topología del sistema, puesto que en sistemas que no son radiales, este tipo de coordinación no sería viable puesto que la evolución, en cuanto a topología de las microrredes se aleja de las configuraciones radiales, es por esto que se propone la mejora de este tipo de estrategias mediante la utilización de sistemas de comunicación.

El uso de sistemas de comunicación abre el paso para estrategias de coordinación donde la comunicación entre los dispositivos de protección se convierte en el corazón de la estrategia, esto a su vez plantea otros retos relacionados a la topología misma del sistema de comunicación y a la capacidad de procesamiento de este. Las estrategias de coordinación de protecciones que tienen una base en sistemas de comunicación presentan mayor adaptabilidad a las diferentes topologías que puedan presentarse en la microrred y mayor grado de confiabilidad, lo cual implica un aumento en la capacidad de selectividad del sistema mismo, sin embargo, es importante

resaltar que la comunicación en sí y los canales que esta pueda utilizar, representan un punto vulnerable para el sistema.

La vulnerabilidad que implican los sistemas de comunicación impide que las estrategias de coordinación adaptadas de los sistemas de potencia convencionales dejen de usarse. Estas estrategias pasarían a formar parte de los sistemas de respaldo que entrarían en funcionamiento en condiciones de falla del sistema de comunicación. Con esto en mente es posible suponer que el desarrollo de las estrategias de coordinación de protecciones se encamine a sistemas con base en la comunicación pero que tienen sistemas de respaldo basados en estrategias adaptadas de los sistemas de potencia convencionales.

Es claro que uno de los mayores retos dentro del sistema de distribución actual, el cual incorpora generación distribuida e integra microrredes, es el diseño de sistemas de protección que puedan responder ante fallas de la red principal y la microrred. Particularmente, se espera que las funciones de protección puedan detectar todos los tipos de falla de la microrred en sus modos de operación (interconectado a red y aislado). Es por eso por lo que, en principio, ante la detección de la ausencia de la red eléctrica por parte de los algoritmos de detección en isla, el inversor que inyecta energía desde las fuentes de energía renovable (o viceversa) debe desconectarse y operar en isla, sin importar el tipo de falla producido en la red eléctrica.

Por lo tanto, las microrredes desde su concepción y su forma de operación deben incluir estrategias de coordinación de protecciones que se adapten a las peculiaridades propias de su naturaleza, como lo son, las bajas corrientes de falla, los flujos bidireccionales de corriente y la ausencia de cruces por cero, esto último para el caso de las microrredes DC. Dichas estrategias de coordinación, así como su integración con los elementos de protección, que en su mayoría presentan características de bidireccionalidad y niveles de operación por debajo de los dispositivos que se utilizan a nivel de distribución eléctrica, fueron expuestas a lo largo del capítulo, con el propósito de interiorizar su importancia en el lector y evidenciará las principales diferencias con los sistemas eléctricos tradicionales.

Referencias bibliográficas

- [1] U. S. E. I. Administration, *International energy outlook 2016*, vol. 0484, no. May. U.S. Energy Information Administration, 2016. [Online]. Available: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- [2] J. Alberti, “Modernización de Centrales Hidroeléctricas en América Latina y el Caribe,” 2020, [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Modernizacion-de-centrales-hidroelectricas-en-America-Latina-y-el-Caribe-Identificacion-y-priorizacion-de-necesidades-de-inversion.pdf>
- [3] S. Carvajal and J. D. M. Jiménez, “Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico,” *Revista Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2012, doi: 10.14483/rt.v17i35.518.
- [4] A. Keyhani, *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*. Hoboken: John Wiley and Sons, 2011. Accessed: Mar. 04, 2016. [Online]. Available: http://samples.sainsburysebooks.co.uk/9781118005811_sample_399694.pdf
- [5] Siemens. “Microgrids White Paper,” 2011. [Online]. Available: https://www.climateaction.org/white-papers/microgrids_as_a_solution_to_integrate_renewable_generation#top
- [6] C. L. Moreira and J. A. P. Lopes, “MicroGrids Operation and Control under Emergency Conditions,” *Power Systems*, vol. 53, pp. 351–399, 2012, doi: 10.1007/978-3-642-21578-0_12.
- [7] J. C. Vásquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. Garci, “Hierarchical Control of Intelligent Microgrids Integration of Distributed Energy Resources into the Smart Grid,” no. December 2010, pp. 23–29, 1932.
- [8] R. W. Erickson and D. Maccsimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. New York: Kluwer Academic Publishers.
- [9] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, May 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [10] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2010. doi: 10.1002/9780470667057.

- [11] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [12] V. Blasko and V. Kaura, "A novel control to actively damp resonance in input LC filter of a three-phase voltage source converter," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1997, doi: 10.1109/28.568021.
- [13] A. M. Rahimi and A. Emadi, "Active damping in DC/DC power electronic converters: A novel method to overcome the problems of constant power loads," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 5, pp. 1428–1439, 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2013748.
- [14] N. L. Díaz, E. A. Coelho, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Stability analysis for isolated AC microgrids based on PV-active generators," 2015. doi: 10.1109/ECCE.2015.7310255.
- [15] N. Díaz, "Coordinated Control and Management of Distributed battery-based energy Storage Systems for Islanded Microgrids," 2016. [Online]. Available: <https://vbn.aau.dk/en/publications/coordinated-control-and-management-of-distributed-battery-based-e>
- [16] Cutler-Hammer, "Fundamentals of Electrical Distribution," *101 Basics Series and 201 Advanced Series are trademarks of Cutler-Hammer University, Cutler-Hammer and Eaton Corp.*, 1999.
- [17] R. Lasseter et al., "Consortium for Electric Reliability Technology Solutions White Paper on Integration of Distributed Energy Resources The CERTS MicroGrid Concept," *Program, Transmission Reliability Systems, Energy Program, Integration Interest, Public Commission, California Energy*, no. April, pp. 1–29, 2002.
- [18] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "A Review of Existing Microgrid Architectures," *Journal of Engineering (United Kingdom)*, vol. 2013, 2013, doi: 10.1155/2013/937614.
- [19] G. Agundis-Tinajero et al., "Extended-Optimal-Power-Flow-Based Hierarchical Control for Islanded AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2813980.
- [20] E. Ghiani and G. Pisano, "Impact of Renewable Energy Sources and Energy Storage Technologies on the Operation and Planning of Smart Distribution Networks," *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks*, pp. 25–48, Jan. 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-814891-4.00002-3.
- [21] N. L. Díaz, T. Dragicevic, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, "Intelligent distributed generation and storage units for DC microgrids - A new concept on cooperative control without communications beyond droop control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2476–2485, Sep. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2341740.
- [22] N. L. Díaz, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, "A Communication-Less Distributed Control Architecture for Islanded Microgrids With Renewable Generation and Storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 3, pp. 1922–1939, Mar. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2698023.

- [23] A. C. Luna, N. L. Díaz, M. Graells, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, “Mixed-integer-linear-programming-based energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrids: Modeling, design, and experimental verification,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 4, pp. 2769–2783, Apr. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2581021.
- [24] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Standard 2030.7, for the Specification of Microgrid Controllers*. 2017.
- [25] E. A. Mojica-Nava, B. V. Toro Tovar, E. E. Gaona-García, and C. L. Trujillo Rodríguez, “Control de microrredes eléctricas inteligentes,” p. 78, 2017.
- [26] A. Kahrobaeian and Y. A. R. I. Mohamed, “Networked-based hybrid distributed power sharing and control for islanded microgrid systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 2, pp. 603–617, Feb. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2312425.
- [27] H. Mahmood, D. Michaelson, and J. Jiang, “Strategies for Independent Deployment and Autonomous Control of PV and Battery Units in Islanded Microgrids,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 3, pp. 742–755, Sep. 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2413756.
- [28] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, “Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2434849.
- [29] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. de Kooning, J. M. Guerrero, and L. Vandeveldel, “Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2013, doi: 10.1109/MIE.2013.2279306.
- [30] J. M. Guerrero, L. G. de Vicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1205–1213, Sep. 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.833451.
- [31] J. C. Vásquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodríguez, and R. Teodorescu, “Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2027921.
- [32] E. A. A. Coelho, P. C. Cortizo, and P. F. D. Garcia, “Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems,” 2002. doi: 10.1109/28.993176.
- [33] “Standard EN 50160 – Voltage Characteristics of Public Distribution Systems – Power Quality Blog.”
<https://powerquality.blog/2021/07/22/standard-en-50160-voltage-characteristics-of-public-distribution-systems/> (accessed Nov. 23, 2021).
- [34] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg, and P. C. Loh, “Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2382565.

- [35] S. F. Rafique and Z. Jianhua, "Energy management system, generation and demand predictors: A review," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 3. Institution of Engineering and Technology, pp. 519–530, Feb. 2018. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0354.
- [36] Q. Qin, Z. Chen, and X. Wang, "Overview of micro-grid energy management system research status," 2012. doi: 10.1109/PEAM.2012.6612478.
- [37] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, "Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380–3389, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2244104.
- [38] Z. Cheng, J. Duan, and M. Y. Chow, "To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, no. 1, pp. 6–24, Mar. 2018, doi: 10.1109/MIE.2018.2789926.
- [39] S. S. Reka and T. Dragicevic, "Future effectual role of energy delivery: A comprehensive review of Internet of Things and smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91. Elsevier Ltd, pp. 90–108, Aug. 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.089.
- [40] M. Fahad Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.
- [41] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. L. Lee, and P. C. Loh, "Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 1254–1262, 2013. doi: 10.1109/TIE.2012.2194969.
- [42] A. C. Luna Hernández, *Energy Management Systems for Microgrids Equipped with Renewable Energy Sources and Battery Units* Hernández , Adriana Carolina Luna Publication date : Aalborg Universitetsforlag, 2017. doi: 10.5278/vbn.phd.eng.00001.
- [43] H. Razmi and H. Doagou-Mojarrad, "Comparative assessment of two different modes multi-objective optimal power management of micro-grid: Grid-connected and stand-alone," *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 6, pp. 802–815, Apr. 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5407.
- [44] O. ; & de Bosio, F; Luna, A. C.; de Sousa, L. A.; Graells, M.; Saavedra and J. M. A. Guerrero, "Analysis and Improvement of the Energy Management of an Isolated Microgrid in Lencois Island based on a Linear Optimization Approach," 2016.
- [45] E. R. Sanseverino et al., "Optimal power flow for technically feasible energy management systems in islanded microgrids," Aug. 2016. doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555681.
- [46] L. Meng, E. R. Sanseverino, A. Luna, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Microgrid supervisory controllers and energy management systems:

- A literature review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60. pp. 1263–1273, 2016.
- [47] X. Lu, K. Zhou, X. Zhang, and S. Yang, “A systematic review of supply and demand side optimal load scheduling in a smart grid environment,” 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.08.301.
- [48] Y. Wang, S. Wang, and L. Wu, “Distributed optimization approaches for emerging power systems operation: A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 144, pp. 127–135, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.11.025.
- [49] A. R. Jordehi, “Optimisation of demand response in electric power systems, a review,” 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [50] A. Ajoulabadi, S. N. Ravadanegh, and B. Mohammadi-Ivatloo, “Flexible scheduling of reconfigurable microgrid-based distribution networks considering demand response program,” 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117024.
- [51] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. bin Mansor, and F. Blaabjerg, “Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges,” *IEEE Access*, vol. 6. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 35143–35164, May 2018. doi: 10.1109/ACCESS.2018.2841407.
- [52] R. K. Sharma and S. Mishra, “Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone ac/dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, vol. 54, no. 1. doi: 10.1109/TIA.2017.2756032.
- [53] T. Alnejaili, S. Drid, D. Mehdi, L. Chrifi-Alaoui, R. Belarbi, and A. Hamdouni, “Dynamic control and advanced load management of a stand-alone hybrid renewable power system for remote housing,” *Energy Conversion and Management*, vol. 105, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.080.
- [54] Y. Y. Chia, L. H. Lee, N. Shafiabady, and D. Isa, “A load predictive energy management system for supercapacitor-battery hybrid energy storage system in solar application using the Support Vector Machine,” *Applied Energy*, vol. 137, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.026.
- [55] L. Kouchachvili, W. Yaïci, and E. Entchev, “Hybrid battery/supercapacitor energy storage system for the electric vehicles,” *Journal of Power Sources*, vol. 374. 2018. doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.11.040.
- [56] J. Cho, S. Jeong, and Y. Kim, “Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications,” *Progress in Energy and Combustion Science*. 2015. doi: 10.1016/j.pecs.2015.01.002.
- [57] S. Hajiaghasi, A. Salemnia, and M. Hamzeh, “Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 21. 2019. doi: 10.1016/j.est.2018.12.017.
- [58] M. N. Naz, M. I. Mushtaq, M. Naeem, M. Iqbal, M. W. Altaf, and M. Haneef, “Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71. Elsevier Ltd, pp. 323–341, May 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.12.059.

- [59] H. F. Habib, M. M. Esfahani, and O. Mohammed, "Development of Protection Scheme for Active Distribution Systems with Penetration of Distributed Generation," 2018. doi: 10.1109/SECON.2018.8479115.
- [60] S. S. Venkata and E. Sortomme, "Using advanced measurement systems for microgrid protection," 2012. doi: 10.1109/ISGT.2012.6175792.
- [61] M. R. Islam and H. A. Gabbar, "Analysis of Microgrid protection strategies," 2012. doi: 10.1109/SGE.2012.6463969.
- [62] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. 2011. doi: 10.1002/9781118029039.
- [63] Samuel Ramírez Castaño, *Protección de sistemas eléctricos*. 2005. doi: DOI 10.1002/masy.201000052.
- [64] A. Hooshyar and R. Iravani, "Microgrid Protection," *Proceedings of the IEEE*, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2669342.
- [65] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, "Power System Relaying: Power System Relaying," *IEEE Power Engineering Review*. 1993. doi: 10.1109/MPER.1993.192532.
- [66] S. A. Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, "An overview of microgrid protection methods and the factors involved," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.089.
- [67] A. Oudalov, T. Degner, F. van Overbeeke, and J. M. Yarza, "Microgrid: Architectures and Control - Chapter 2," *Microgrids: Architecture and Control*, 2003.
- [68] S. M. Sharkh, M. A. Abusara, G. I. Orfanoudakis, and B. Hussain, *Power Electronic Converters for Microgrids*. 2014. doi: 10.1002/9780470824054.
- [69] A. Oudalov, A. Fidigatti, and P. Korba, "Challenges in protection of microgrid systems," *Intelligent Automation and Soft Computing*, 2010, doi: 10.1080/10798587.2010.10643077.
- [70] S. Chatterjee, M. Agarwal, and D. Sen, "The challenges of protection for Microgrid," *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, 2015, doi: 10.17148/IARJSET.
- [71] T. Funabashi, *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation and Control*. 2016. doi: 10.1016/C2014-0-03911-1.
- [72] C. Chandraratne, R. T. Naayagi, and T. Logenthiran, "Smart grid protection through self-healing," 2018. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378429.
- [73] B. Kerr, L. Peretto, N. Uzelac, and E. Scala, "Integration challenges of high-accuracy LPIT into MV recloser," 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0270.
- [74] K. Sarwagya and P. K. Nayak, "An extensive review on the state-of-art on microgrid protection," 2016. doi: 10.1109/PCITC.2015.7438116.
- [75] D. W. Gao, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. 2015. doi: 10.1016/C2014-0-04144-5.
- [76] S. Beheshtaein, R. M. Cuzner, M. Forouzesh, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, "DC Microgrid Protection: A Comprehensive Review," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2019, doi: 10.1109/jestpe.2019.2904588.

- [77] S. D. A. Fletcher, P. J. Norman, S. J. Galloway, P. Crolla, and G. M. Burt, "Optimizing the roles of unit and non-unit protection methods within DC microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2198499.
- [78] J. Yang, J. E. Fletcher, and J. O'Reilly, "Short-circuit and ground fault analyses and location in VSC-based DC network cables," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2162712.
- [79] C. Yuan, M. A. Haj-Ahmed, and M. S. Illindala, "Protection Strategies for Medium-Voltage Direct-Current Microgrid at a Remote Area Mine Site," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2015, doi: 10.1109/TIA.2015.2391441.
- [80] T. Loix, T. Wijnhoven, and G. Deconinck, "Protection of microgrids with a high penetration of inverter-coupled energy sources," 2009.
- [81] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. C. Lu, "A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.01.037.
- [82] M. A. Zamani, T. S. Sidhu, and A. Yazdani, "A protection strategy and microprocessor-based relay for low-voltage microgrids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2120628.
- [83] S. Dhar and P. K. Dash, "Differential current-based fault protection with adaptive threshold for multiple PV-based DC microgrid," *IET Renewable Power Generation*, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0577.
- [84] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2035810.
- [85] M. P. Nthontho, S. P. Chowdhury, S. Winberg, and S. Chowdhury, "Protection of domestic solar photovoltaic based microgrid," 2012. doi: 10.1049/cp.2012.0137.

Las microrredes eléctricas han significado un cambio en el paradigma de la generación de energía, permitiendo la migración de grandes centrales de generación centralizada a la integración de pequeñas fuentes de energía distribuidas con características de generación heterogéneas.

Esta heterogeneidad en la generación permite que las diferentes fuentes puedan complementarse de tal forma que se garantice el suministro de energía a una carga específica. Para que esta complementariedad sea eficaz, se requiere de una coordinación y gestión que considere las características particulares de cada unidad de generación, de tal forma que se garantice la continuidad del recurso energético bajo los requerimientos de la carga. Además, buscando maximizar el uso de los recursos energéticos locales y disminuir la dependencia de la red eléctrica convencional, se considera la inserción de sistemas de almacenamiento de energía que permitan soportar las posibles variaciones e incertidumbres en los sistemas de generación. Todo esto, considerando las protecciones requeridas que permitan la integración de las microrredes a la red eléctrica y de este modo, garantizar una operación confiable en modo aislado.

El contenido de este libro presenta las diferentes etapas en el control de microrredes eléctricas visto desde una estructura de control jerárquico. Primero, se explora la caracterización de los recursos energéticos distribuidos considerando su interconexión y modo de operación visto desde la microrred. Luego, se definen modelos y se presentan sus respectivos lazos de control primario, secundario y terciario, ascendiendo hasta sistemas y modelos de gestión de energía que permitan la optimización en el uso de los recursos energéticos de una microrred. Adicionalmente, se presentan diferentes arquitecturas y configuraciones existentes en las microrredes y se exploran herramientas de protección las cuales consideran las particularidades de las microrredes eléctricas permitiendo la detección y acción ante posibles fallas o contingencias.

ISBN: 978-958-49-5276-9



9 789584 952769



Otros títulos de la colección

Doctorado
en Ingeniería
UNIVERSIDAD DISTRITAL "FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS"

**INTEGRACIÓN DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN
REDES ELÉCTRICAS DE
DISTRIBUCIÓN**

**ACELERANDO LA FUSIÓN DE
IMÁGENES MEDIANTE
COMPUTACIÓN HETEROGÉNEA**

**HERRAMIENTAS DE
APRENDIZAJE AUTOMÁTICO
PARA DETERMINAR EL
RENDIMIENTO ACADÉMICO EN
LA EDUCACIÓN SUPERIOR:
PRIMERA PARTE**

**INTRODUCCIÓN A GRANJAS
INTELIGENTES Y GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
HACER FRENTE AL CAMBIO
CLIMÁTICO EN LA REGIÓN
ANDINA**

**DETECCIÓN, CARACTERIZACIÓN
Y MODELADO DEL RUIDO
APERIÓDICO EN UN SISTEMA DE
COMUNICACIONES POR LÍNEAS
ELÉCTRICAS – PLC – VISTO DESDE
LAS FUENTES GENERADORAS**

**INTRODUCCIÓN AL
MODELAMIENTO DEL SISTEMA
CIRCULATORIO COMO UN
SISTEMA COMPLEJO**