



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Doctorado

**Administración de Energía en una
Microred de Bajo Voltaje**

presentada por

M.C. Alejandro Carlos Pérez Flores

como requisito para la obtención del grado de

**Doctor en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**


Director de tesis

Dr. Jesús Darío Mina Antonio

Codirector de tesis

Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino

Cuernavaca, Morelos, México. Enero de 2022.

 Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico	ACEPTACIÓN DE IMPRESIÓN DEL DOCUMENTO DE TESIS DOCTORAL	Código: CENIDET-AC-006-D20
		Revisión: 0
	Referencia a la Norma ISO 9001:2008 7.1, 7.2.1, 7.5.1, 7.6, 8.1, 8.2.4	Página 1 de 1


Cuernavaca, Mor., a 15 de octubre de 2021

Dr. Carlos Manuel Astorga Zaragoza
Subdirector Académico
Presente


At'n: Dr. Carlos Daniel García Beltrán
Presidente del Claustro Doctoral del
Departamento de Ingeniería Electrónica

Los abajo firmantes, miembros del Comité Tutorial del estudiante **Alejandro Carlos Pérez Flores**, manifiestan que, después de haber revisado el documento de tesis titulado **“Administración de Energía en una Microred de Bajo Voltaje”**, realizado bajo la dirección del **Dr. Jesús Darío Mina Antonio** y la co-dirección del **Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino**, el trabajo se ACEPTA para proceder a su impresión.

ATENTAMENTE




Dr. Jesús Darío Mina Antonio
CENIDET



Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino
CENIDET



Dr. Jaime Eugenio Arau Roffiel
CENIDET



Dr. Jorge Hugo Calleja Gjumlich
CENIDET



Dr. Gabriel Calzada Lara
UASLP



c.c.p: M.E. Guadalupe Garrido Rivera / Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
c.c.p: Dr. Hugo Estrada Esquivel / Jefe del Departamento de Ingeniería Electrónica.
c.c.p: Expediente.

Cuernavaca, Mor., 14/enero/2022
No. de Oficio: SAC/08/2022
Asunto: Autorización de impresión de tesis

ALEJANDRO CARLOS PÉREZ FLORES
CANDIDATO AL GRADO DE DOCTOR EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
PRESENTE

Por este conducto tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado "Administración de Energía en una Microred de Bajo Voltaje", ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

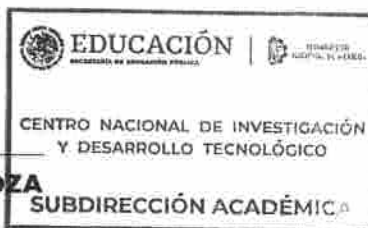
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

"Excelencia en Educación Tecnológica"
"Educación Tecnológica al Servicio de México"



DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



C.c.p. Jefa(e) del Departamento de Servicios Escolares
Expediente
CMAZ/CHG

Índice general

Resumen	V
Abstract	VII
Dedicatoria	IX
Agradecimientos	XI
Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas	XV
Nomenclatura	XIX
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Problemática de Microredes	4
1.3. Análisis del Estado del Arte	7
1.3.1. Antecedentes de Microredes	8
1.3.2. Modelado	9
1.3.3. Balance de Potencia	13
1.3.4. Administración de energía	18
1.3.4.1. Control jerárquico de microred	18
1.3.4.2. Paradigmas de Optimización de EMS	23
1.4. Motivación y Contribuciones	26
1.5. Propuesta y Objetivos	28
1.5.1. Hipótesis	28
1.5.2. Objetivo	28
1.5.3. Alcances y limitaciones	29

2. Modelado de la Microred de Bajo Voltaje	31
2.1. Modos de Operación de la Microred	31
2.1.1. Comportamiento de las Interfaces de Electrónica de Potencia	32
2.2. Síntesis de DER Alimentador de Microred	34
2.2.1. Análisis de la Corriente de Salida	34
2.2.2. Parámetros del Compensador de Corriente	38
2.2.3. Selección de Inductancia de Salida	40
2.3. Síntesis de DER Formador de Microred	41
2.3.1. Dinámica del Voltaje de Salida	41
2.3.2. Parámetros del Controlador de Voltaje	43
2.3.3. Selección de la Capacitancia de Salida	44
2.4. Desviación de Voltaje en Alimentadores debido a DERs	45
2.5. Relación del Modelado con la Administración de Energía	48
3. Sistema de Administración de Energía Descentralizado (DEM)	51
3.1. Arquitectura del Sistema DEM	51
3.2. Formulación del Sistema DEM	53
3.2.1. Consenso en Equipos Multiagente	53
3.2.1.1. Equipos Multiagente	53
3.2.1.2. Conjunto Vecindad y Estructuras de Información	55
3.2.1.3. Definición de Consenso	55
3.3. Algoritmo PSO Asíncrono Descentralizado	56
3.4. Definición del Problema de Administración	60
3.4.1. Minimización del costo operativo	60
3.4.2. Restricciones de Balance y Límites de Potencia	62
3.4.3. Restricción del Flujo de Potencia	63
3.4.3.1. Método de Newton-Raphson	64
3.4.3.2. Solución por Discordancia de Potencia	65
3.4.3.3. Solución con Desacoplo-Rápido en Bajo Voltaje	67
3.5. Sumario	70
4. DEM en una Microred de Bajo Voltaje	75
4.1. Consideraciones Iniciales	75
4.2. Plataforma de Implementación de DEM	78
4.2.1. Comparación entre DEM y EMS Centralizado	81
4.2.2. Resultados de Administración de Energía	83
4.3. Simulación en una Microred de Bajo Voltaje	88
4.3.1. Síntesis de Interfaces de Electrónica de Potencia	88
4.3.2. Microred con DERs Alimentadores	91

5. Conclusiones	99
5.1. Aportaciones	99
5.2. Conclusión	101
5.3. Trabajos Futuros	102
5.4. Productos y Actividades Relacionadas	103

Resumen

Las microredes son un paradigma de construcción y operación de sistemas de potencia eléctricos donde varios recursos de energía distribuida (DERs) están interconectados a través de convertidores electrónicos de potencia y conectados a una red local. Al ajustar las variables controlables de un DER, un sistema de administración de energía (EMS) logra la utilización óptima y eficiente de los recursos de energía local y el control del flujo de potencia entre los nodos de la microred. La consolidación de las microredes ha incrementado el número de DERs controlables existentes. Con ello han aparecido diferentes escenarios operativos, por ejemplo la interacción entre diferentes interesados en la operación de la microred. Así, el problema de la optimización y la controlabilidad de los DERs se ha vuelto más complejo y desafiante de resolver para los operadores.

El operador de la microred prefiere los enfoques centralizados de EMS ya que operan con una filosofía de control jerárquico para alcanzar la estabilidad del sistema y la optimización de costos. La adopción y el crecimiento de las microredes se opone a este punto de vista. Enfoques recientes de EMSs basados en algoritmos de computación distribuida han mostrado beneficios prometedores, particularmente en microredes de medio voltaje. Sin embargo, la infraestructura de computación distribuida puede ser inasequible para un pequeño grupo de propietarios. Otros enfoques de administración de energía descentralizada (DEM) proveen flexibilidad para el control en microredes de bajo voltaje, pero varias soluciones existentes dependen de la habilidad de sistemas paralelizados y sincronizados de computadoras para tratar con una gran carga de datos en el canal de comunicaciones.

Este trabajo está motivado hacia un marco de trabajo y a un algoritmo descentralizados que ayuden a incrementar la conciencia social y el interés en la administración de energía, antes de realizar alguna inversión. Además, la DEM preserva el sentido de propiedad del operador/dueño de la microred mediante un nivel de jerarquía similar a su filosofía centralizada. Este trabajo se enfoca en un marco de trabajo multicapa para cada DER, consistiendo en capas física, de control y de agente, donde la capa de agente participa en la tarea de administración de energía. Se propone un algoritmo PSO descentralizado asíncrono (ADPSO) para la capa de agente basado en su característica primaria: puede alcanzar un estado de consenso entre unidades de computación en red intercambiando asíncronamente sólo la variable de estado a través del canal de comunicaciones. La propuesta permite la integración de DEM dentro del controlador físico del DER, lo que distingue a esta de otras soluciones descentralizadas. El enfoque propuesto tiene la intención de tomar pasos adicionales para evitar la necesidad de conjuntos de computadoras poderosas y para reducir la necesidad de canales de comunicaciones de gran ancho de banda. Estos controladores DER habilitados en DEM podrían permitir que exista participación entre los propietarios y los consumidores en la administración de energía de una microred de bajo voltaje, aliviando el problema de controlabilidad de DERs.

Abstract

Microgrids are a paradigm of construction and operation of electric power systems where several distributed energy resources (DERs) are interfaced through power electronics converters and connected to a local grid. By means of setting the controllable variables for each DER, an energy management system (EMS) achieves an efficient and optimal utilization of the local energy resources and to control the power flow between the nodes of the microgrid. As microgrid technology has consolidated, the number of existing controllable DERs have increased and the optimization problem has become more complex to solve. Also, distinct operative scenarios have arisen, i.e. the interaction between different stakeholders on a microgrid operation, which make DER controllability a challenging task for operators.

From the grid operator point of view, centralized EMSs approaches are preferred as they allow a hierarchical and centralized control to reach system stability and cost optimization. The adoption and growth of microgrids opposes this point of view. Recent EMSs approaches based on distributed computing algorithms have shown promising benefits, particularly in large-scale medium voltage microgrids. However, distributed computing infrastructure could be too expensive for a small group of DER owners. Decentralized Energy Management (DEM) approaches provide flexibility for DERs control on low voltage microgrids, but several existing solutions depend on the ability of parallel and synchronized computer systems to deal with a high burden of data in the communication channel.

This work is motivated towards a DEM framework and a decentralized algorithm development that help to raise social awareness and interest in energy management before making any investment. Also, decentralization of energy management, instead of distributed management, maintains a level of hierarchy similar to the microgrid operator/owner centralized philosophy and their sense of ownership is preserved. Here, a multi-layered framework for every DER, consisting of physical, control, and agent layers for DEM is approached, where the agent layer participates in the energy management task. An Asynchronous Decentralized PSO (ADPSO) algorithm is proposed for the agent layer based on its primal characteristic: it can reach a consensus state between networked computing units by exchanging asynchronously only the state variable through the communications channel. The proposed solution allows the integration of DEM capabilities within the physical controller of the DERs, distinguishing it from other decentralized solutions. The proposed approach is intended to take further steps in avoiding the need of powerful computer clusters and reducing the need of high bandwidth communications channels. These DEM-enabled DER controllers could allow owner and consumer participation in the energy management of a microgrid, relieving the low voltage microgrid DER controllability problem.

Dedicatoria

A mi madre y mi padre, Guadalupe y Alfredo,
no conoceré mayor confianza y amor
de lo que han dado por mi.

Para Alma, Irma †, Laura, Rodrigo y Patricio,
su paciencia conmigo y con esta
pequeña extensión de mí ha sido
incalculable.
Viajar a su lado es genial e increíble.

Para el Dr. Jesús Darío Mina Antonio,
quizá usted no llegue a conocer cuanto
mi vida se transformó por conocerle.
Podremos decir que se trabajó mucho
pero en realidad éste resultado es
producto de la fé, porque
“hay que tener fé”
y usted la tuvo
conmigo.

Alejandro Carlos Pérez Flores
Cuernavaca, Morelos, Enero 2022.

Agradecimientos

Se extiende un enorme agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por otorgar y ministrar una beca de apoyo para la formación académica con la cual fue posible el desarrollo de este proyecto de investigación.

Asimismo, se agradece al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Tecnológico Nacional de México (TNM - CENIDET) por facilitar sus instalaciones y el apoyo de su personal académico y administrativo. Gracias a esta institución y al compromiso, a la responsabilidad y a la dedicación que sus adscritos practican con sus estudiantes es que trabajos como el presente concluyen de la mejor manera posible.

Extiendo un agradecimiento especial a todo el Departamento de Ingeniería Electrónica (DIE) del TNM - CENIDET cuyos esfuerzos académicos y motivacionales han sido siempre pertinentes y oportunos. Particularmente agradezco: al Dr. Jesús Darío Mina Antonio y al Dr. Victor Hugo Olivares Peregrino, en su carácter de asesores del proyecto de investigación; al Dr. Jaime Eugenio Arau Roffiel, al Dr. Jorge Hugo Calleja Gjumlich, al Dr. Marco Antonio Oliver Salazar (†) y al Dr. Gabriel Calzada Lara, en su carácter de revisores del proyecto; al Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez, al Dr. Carlos Manuel Astorga Zaragoza, al Dr. Ricardo Fabricio Escobar Jiménez, al Dr. Hugo Estrada Esquivel, al Dr. Humberto Jiménez Grajales, al Dr. Manuel Adam Medina, al Dr. Carlos Daniel García Beltrán, al Dr. Abraham Claudio Sánchez y al Dr. Mario Ponce Silva, quienes en diferentes momentos y oportunidades brindaron de distintas maneras su apoyo a este esfuerzo, ya fuera con los equivalentes de un necesario jalón de oreja o con una reconfortante palmada en la espalda. Muchas gracias.

Alejandro Carlos Pérez Flores
Cuernavaca, Morelos, Enero 2022

Índice de figuras

1.1. Paradigma de sistema de potencia tradicional	2
1.2. Concepto representativo de una microred	3
1.3. Diagrama eléctrico simplificado de una microred	4
1.4. Modelo de microred con DEM para la investigación	7
1.5. Modelo de microred monofásica de bajo voltaje, [1]	10
1.6. Inversor de sistema fotovoltaico para la microred de [1]	10
1.7. Convertidor para sistema de almacenamiento (batería) de [1]	10
1.8. Modelo de microred híbrida CA-CD en [2]	11
1.9. Modelo simplificado de DG en microred para [3]	12
1.10. Modelo simplificado de DG para microred para [4]. Re-elaborado para mayor legibilidad	12
1.11. Modelo simplificado de DG en microred para [5]. La línea punteada representa canales de comunicación adicionales a la red de potencia	13
1.12. Modelo simplificado de DG en microred para [6]	14
1.13. Control jerárquico de microrredes según [3]	19
1.14. Control jerárquico de microrredes según [7]	19
1.15. Clasificación temporal de las funciones de control de EMS proporcionada en [8]	20
1.16. Definición de sistema de administración de energía para [8]	21
1.17. Clasificación de técnicas de optimización para microrredes [9]	24
2.1. Modos operativo y transicional de la operación de una microred.	32
2.2. Clasificación de Recurso de Energía Distribuido (DER) por su comportamiento: a) Fuente de voltaje como unidad formadora; b) Fuente de corriente como unidad alimentadora; c) Fuente de voltaje como unidad de soporte.	33
2.3. Diagrama simplificado de un convertidor de fuente de voltaje y filtro de salida LC como unidad de interfaz con una microred de bajo voltaje en CA.	34
2.4. Controlador de corriente en el marco $dq0$	37
2.5. Unidad DER alimentadora de red y su controlador.	38
2.6. Sistema lineal equivalente del compensador de corriente.	40
2.7. Esquema simplificado para el controlador de voltaje del DER formador de red.	42

ÍNDICE DE FIGURAS

2.8. Diagrama de lazo de control de voltaje.	44
2.9. Alimentador de Distribución con DER.	45
3.1. Marco de trabajo multi-capa de referencia para un EMS descentralizado.	52
3.2. Concepto de microred con marco de trabajo de EMS descentralizado.	54
3.3. Algoritmo de operación PSO asíncrono descentralizado.	57
3.4. Controlador DER integrado para administración de energía descentralizada.	71
3.5. Metodología de solución DEM.	73
4.1. Microred para simulación	77
4.2. Pronósticos de a) potencia demandada y b) potencia generada	77
4.3. Reproducción del Marco de trabajo multi-capa de referencia para un EMS descentralizado.	79
4.4. Plataforma de laboratorio utilizada para evaluar DEM con ADPSO.	80
4.5. Terminales de comandos para CSU y agentes para la experimentación DEM con ADPSO. En CSU se visualiza progreso global, en agentes se emplean para control remoto.	80
4.6. En múltiples corridas, a) en SPSO existe una variabilidad alta en el costo operativo mientras que b) en ADPSO existe menor variabilidad y un menor costo operativo	82
4.7. En múltiples corridas, a) para SPSO la tasa de cambio de diversidad es lenta y b) en ADPSO la tasa es rápida, implica mayor velocidad del proceso	83
4.8. En promedio, ADPSO demuestra: a) mayor optimalidad en sus resultados; b) convergencia acelerada y c) un menor error RMS	84
4.9. Con ADPSO, a) una segunda ronda retomando los resultados previos mejora la optimización por b) la reinicialización de la diversidad del enjambre de partículas	85
4.10. Perfiles de voltaje en tres casos de operación en la microred, los DERs: a) en estado apagado; b) generando su energía máxima disponible y c) generando según las referencias de potencia optimizadas con ADPSO	86
4.11. Solución óptima para la microred: a) todos los voltajes de los nodos de la red permanecen dentro de los límites normados y b) existe balance entre la demanda y la generación	87
4.12. Modelo en Simulink TM para la PEI del DER	89
4.13. Modelo en Simulink TM para el acoplamiento del DER a la microred	90
4.14. Modelo en Simulink TM para el controlador de potencia del DER	90
4.15. Modelo en Simulink TM para el DER	91
4.16. Seguimiento de la potencia activa (superior) y reactiva (inferior) de un DER alimentador	92
4.17. Corriente trifásica a la salida del DER	92
4.18. Proporcionalidad de la desviación en la componente directa (d) del voltaje a la salida del DER (inferior) respecto de la potencia activa (superior)	93

4.19. Modelo de simulación de una microred de bajo voltaje en Simulink TM basada en DERs alimentadores	94
4.20. Voltaje en los buses de la microred	95
4.21. Potencia de la red de utilidad, total de los DERs y la demandada por las cargas	97
4.22. Pérdidas de potencia por conducción en la línea de distribución Z_{12}	97

Índice de tablas

1.1. Comparación de los paradigmas de optimización de EMS.	27
4.1. Capacidades y costos operativos de los DERs.	76
4.2. Tarifas de compra/venta de energía eléctrica entre la microred y la red de utilidad.	78
4.3. Características generales del hardware empleado en la emulación de capas de agente.	81
4.4. Comparación de resultados de SPSO vs ADPSO.	87
5.1. Comparación de paradigmas de EMS con este trabajo.	100

Nomenclatura

Acrónimos

<i>ADMM</i>	Método de Multiplicadores de Dirección Alternada.
<i>ADPSO</i>	Optimización por Enjambre de Partículas Asíncrona Descentralizada.
<i>AFSO</i>	Optimización por Enjambre de Peces Artificial.
<i>ALM</i>	Métodos de Lagrangiano Aumentado.
<i>CBPSO</i>	Optimización por Enjambre de Partículas Binaria-Caótica.
<i>CSU</i>	Unidad Supervisora de Comunicaciones.
<i>DAPI</i>	Proporcional Integral Distribuido Promediado.
<i>DEM</i>	Administración de Energía Descentralizada.
<i>DER</i>	Recurso de Energía Distribuida.
<i>DG</i>	Generación Distribuida.
<i>DGLDPSO</i>	PSO Distribuido con Aprendizaje de Grupo Dinámico.
<i>EMS</i>	Sistema de Administración de Energía.
<i>FGU</i>	Unidad de Generación de Pronósticos.
<i>FSAPSO</i>	Optimización por enjambre de partículas fuzzy-auto adaptable.
<i>GBMOHSA</i>	Algoritmo de Búsqueda de Armonía Multiobjetivo Basada en Red.
<i>GWO</i>	Optimización de Lobo Gris.
<i>LTI</i>	Lineal Invariante en el Tiempo.

NOMENCLATURA

<i>MG</i>	Microred.
<i>MPPT</i>	Seguidor del Punto de Máxima Potencia.
<i>NRM</i>	Método de Newton-Raphson.
<i>PATS</i>	Búsqueda de Patrones.
<i>PC</i>	Computadora Personal.
<i>PDM</i>	Métodos Primario-Dual.
<i>PEI</i>	Interfaz de Electrónica de Potencia.
<i>RMS</i>	Raíz Cuadrada Media.
<i>SBC</i>	Computadora en Placa.
<i>SPSO</i>	Optimización por Enjambre de Partículas Síncrona.
<i>SQS</i>	Búsqueda Cuadrática Secuencial.
<i>TCP</i>	Protocolo de Control de Transmisión.
<i>VCO</i>	Oscilador Controlado por Voltaje.
<i>VOC</i>	Control por Oscilador Virtual.
<i>VSC</i>	Convertidor de Fuente de Voltaje.
<i>VSG</i>	Generador Síncrono Virtual.
Constantes	
δ_c	Margen de fase para una función de transferencia.
$\Delta_{i_{max}}$	Rizo máximo de la corriente en inductor filtro de salida de VSC.
ϵ	Umbral para el criterio de finalización de NRM.
ω_0	Frecuencia angular de la componente fundamental de \vec{V}_s .
ω_c	Frecuencia angular de corte para una función de transferencia.
Ω	Conjunto de agentes en un entorno distribuido.
$\bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	Límite máximo de los componentes de cognición y social del comportamiento de aprendizaje de un enjambre, respectivamente.
τ_i	Tiempo de respuesta del controlador PI de corriente.
θ_0	Ángulo de fase de la componente fundamental de \vec{V}_s .

\widehat{V}_s	Valor pico de \vec{V}_s .
b_L, b_U	Límite inferior y superior de la matriz de restricciones lineal.
B_{mn}	Susceptancia de la línea de distribución con extremos m y n .
c_L, c_U	Límite inferior y superior de la matriz de restricciones no lineal.
C_f	Capacitancia del filtro de salida de un VSC.
f_s	Frecuencia de conmutación de un VSC.
G_{mn}	Conductancia de distribución con extremos m y n .
k_i	Ganancia integral del controlador PI de corriente.
k_p	Ganancia proporcional del controlador PI de corriente.
L_f	Inductancia del filtro de salida de un VSC.
m_δ	Punto de referencia del criterio de finalización de una corrida de optimización.
N	Número total de agentes en un entorno distribuido.
N_g	Conjunto vecindad de agentes para el g -ésimo agente.
N_L	Número total de cargas en una microred.
N_m	Número total de nodos eléctricos en una microred.
N_{DER}	Número total de DERs en una microred.
N_{it}	Iteraciones totales de un algoritmo de optimización por enjambre.
p, q, r	Dimensiones de vectores.
p_δ	Porcentaje de la población de un enjambre empleado en el criterio de finalización de una corrida de optimización.
R_{ab}	Resistencia de la línea de distribución con extremos a y b .
R_f	Resistencia serie del inductor filtro de salida de un VSC.
r_{on}	Resistencia serie equivalente de un VSC.
S_s	Potencia aparente a la salida de un VSC.
T	Total de intervalos espaciados a un tiempo t regular.
V_s	Voltaje nominal fase-fase en un sistema trifásico.

NOMENCLATURA

V_{CD}	Fuente de voltaje constante.
$V_{m_{max}}$	Valor máximo del voltaje permitido en el bus m .
$V_{m_{min}}$	Valor mínimo del voltaje permitido en el bus m .
w_{max}, w_{min}	Límite máximo y mínimo del factor inercial, respectivamente.
$x \%$	Porcentaje del rizo máximo de la corriente en el inductor filtro de salida de VSC, respecto de la corriente nominal.
X_L, X_U	Límite mínimo y máximo de la variable de estado X , respectivamente.
X_{ab}	Reactancia de la línea de distribución con extremos a y b .
z	Posición de un cero en el dominio de la frecuencia.

Índices

g, h	Índice de un agente en un entorno distribuido.
i	Índice de un generador distribuido en una microred.
j	Índice de una partícula en un enjambre artificial.
k	Índice de la iteración de un algoritmo de optimización de enjambre.
l	Índice de una carga en una microred.
m, n	Índice del bus eléctrico de una microred.
o	Índice de iteración del NRM.
r	Índice de iteración de una solución NRM.
t	Índice de un intervalo discreto de tiempo.

Variables

$\delta(r)$	Matriz estimada del ángulo de voltaje en la iteración r .
$\Delta\delta_i$	Variación de ángulo del voltaje en cada iteración de NRM.
ΔP_i	Variación de potencia activa en cada iteración de NRM.
ΔQ_i	Variación de potencia reactiva en cada iteración de NRM.
ΔV_i	Variación de magnitud de voltaje en cada iteración de NRM.
$\delta_{j_{best}}(k)$	Distancia entre $x_{j_{best}}(k)$ y $g_{best}(k)$.
δ_{mn}	Diferencia del ángulo del voltaje entre el nodo m y el nodo n .

δ_m	Ángulo del voltage en el m -ésimo bus.
η_{res}	Norma residual de la solución iterativa de NRM.
$\lambda(r)$	Variable de estado del flujo de potencia en la iteración r .
I	Matriz de corrientes inyectadas para una microred.
V (r)	Matriz de magnitudes estimadas de voltage en la iteración r .
V	Matriz de voltajes de bus de una microred.
Y	Matriz de admitancias para una microred.
$\omega(t)$	Frecuencia angular respecto del tiempo.
\vec{i}_L	Corriente trifásica de la carga local a un VSC.
\vec{i}	Corriente trifásica a la salida de un VSC.
\vec{V}_a	Voltage trifásico respecto al neutro en el extremo a de un alimentador con generación distribuida.
\vec{V}_b	Voltage trifásico respecto al neutro en el extremo b de un alimentador con generación distribuida.
\vec{V}_s	Voltage en las terminales filtradas de un VSC.
\vec{V}_t	Voltage en las terminales de salida de un VSC.
$\rho(t)$	Ángulo de referencia en el marco $dq0$ respecto del tiempo.
$\varphi_1^j(t), \varphi_2^j(t)$	Componente de cognición y social para el comportamiento de aprendizaje del enjambre, respectivamente.
A_g, B_g, C_g	Matrices de coeficientes de las ecuaciones dinámicas del g -ésimo agente.
$b(X), c(X)$	Matriz de restricciones lineales y no lineales de un problema de optimización, respectivamente.
$B_i(t)$	Tarifa de generación para el i -ésimo DER en el tiempo t .
$B_{grid}(t)$	Tarifa por potencia de la red de utilidad en el tiempo t .
$B_{low}(t)$	Tarifa por transición descendente del i -ésimo DER en el tiempo t .
$B_{off}(t)$	Tarifa por parada del i -ésimo DER en el tiempo t .
$B_{up}(t)$	Tarifa por transición ascendente del i -ésimo DER en el tiempo t .
$C(s)$	Función de transferencia del compensador de corriente.

NOMENCLATURA

$Cost_t$	Costo de la operación de la microred en el tiempo t .
E	Conjunto de bordes correspondiente al grafo subyacente de una red.
$f(X)$	Función objetivo para un problema de optimización.
$g_{best}(k)$	Mejor posición alcanzada por un enjambre local del agente g hasta la iteración k .
$G_{I_d}(s)$	Función de transferencia en lazo abierto del conjunto controlador-planta de la corriente i_d .
$G_{I_{dcl}}(s)$	Función de transferencia en lazo cerrado del conjunto controlador-planta + retroalimentación de la corriente i_d .
$h_{best}(k)$	Mejor posición alcanzada por el conjunto vecindad de un agente g hasta la iteración k .
$h_{low}(t)$	Estado transicional bajo para el i -ésimo DER en el tiempo t .
$h_{off}(t)$	Estado de parada para el i -ésimo DER en el tiempo t .
$h_{up}(t)$	Estado transicional alto para el i -ésimo DER en el tiempo t .
i_d	Componente directa de \vec{i} en el marco de referencia $dq0$.
I_m	Corriente inyectada en el bus m .
i_q	Componente en cuadratura de \vec{i} en el marco de referencia $dq0$.
i_{Ld}	Componente directa de \vec{i}_L en el marco de referencia $dq0$.
i_{Lq}	Componente en cuadratura de \vec{i}_L en el marco de referencia $dq0$.
$i_{ref_d}(t)$	Componente directa de la corriente de referencia del controlador de corriente en el marco de referencia $dq0$.
$i_{ref_q}(t)$	Componente en cuadratura de la corriente de referencia del controlador de corriente en el marco de referencia $dq0$.
$J(x)$	Matrix Jacobiana calculada.
m_d	Componente directa del índice de modulación PWM en el marco de referencia $dq0$.
m_q	Componente en cuadratura del índice de modulación PWM en el marco de referencia $dq0$.
$P_i(t)$	Referencia de potencia para el i -ésimo DER en el tiempo t .

P_m^{sp}, Q_m^{sp}	Potencias activa y reactiva, respectivamente, inyectadas en el nodo m para la solución de NRM.
$P_{grid_{max}}(t)$	Límite máximo de capacidad de la interfaz de potencia de la red de utilidad en el tiempo t .
$P_{grid_{min}}(t)$	Límite mínimo de capacidad de la interfaz de potencia de la red de utilidad en el tiempo t .
$P_{grid}(t)$	Potencia bidireccional intercambiada entre la microred y la red de utilidad en el tiempo t .
P_g	Potencia activa generada por un DER.
$P_{i_{max}}(t)$	Límite máximo de capacidad de la interfaz de potencia del i -ésimo DER en el tiempo t .
$P_{i_{min}}(t)$	Límite mínimo de capacidad de la interfaz de potencia del i -ésimo DER en el tiempo t .
$P_{loss}(t)$	Pérdida de potencia en una microred en el tiempo t .
P_L	Potencia activa demandada por una carga.
$P_{s_{ref}}(t)$	Referencia de potencia activa para un controlador de potencia.
Q_g	Potencia reactiva generada por un DER.
Q_L	Potencia reactiva demandada por una carga.
$Q_{s_{ref}}(t)$	Referencia de potencia reactiva para un controlador de potencia.
R^o, R^p	Conjunto de números reales de tamaño o y p respectivamente.
S_m	Potencia compleja inyectada en el bus m .
$u'(t)$	Salida de un compensador. Señal de control de voltaje.
$u'_d(t)$	Componente directa de la salida de compensador u' en el marco de referencia $dq0$.
$u'_q(t)$	Componente en cuadratura de la salida de compensador u' en el marco de referencia $dq0$.
$u(t)$	Salida de un compensador. Señal de control de corriente.
u_g	Vector de entrada para las ecuaciones dinámicas del g -ésimo agente.
$u_d(t)$	Componente directa de la salida de compensador u en el marco de referencia $dq0$.

NOMENCLATURA

$u_q(t)$	Componente en cuadratura de la salida de compensador u en el marco de referencia $dq0$.
$v_j(k)$	Estimación de velocidad de una partícula virtual en la iteración k .
$V_m(t)$	Magnitud del voltaje en el m -ésimo bus en el tiempo t .
V_n	Valor complejo del voltaje en un nodo de la microred.
V_n^*	Complejo conjugado del voltaje en un nodo de la microred.
V_{s_d}	Componente directa de \vec{V}_s en el marco de referencia $dq0$.
V_{s_q}	Componente en cuadratura de \vec{V}_s en el marco de referencia $dq0$.
V_{t_d}	Componente directa de \vec{V}_t en el marco de referencia $dq0$.
V_{t_q}	Componente en cuadratura de \vec{V}_t en el marco de referencia $dq0$.
$w(k)$	Factor inercial para la velocidad en la iteración k .
X	Variable de estado para un problema de optimización.
X_g	Vector de estado para las ecuaciones dinámicas del g -ésimo agente.
$x_j(k)$	Estimación de la posición de una partícula virtual en la iteración k .
$x_{j_{best}}(k)$	Mejor posición alcanzada por una partícula j hasta la iteración k .
Y_g	Vector de salidas de las ecuaciones dinámicas del g -ésimo agente.
Y_{mn}	Valor complejo de la admitancia entre los buses m y n .
Y_{mn}^*	Complejo conjugado de admitancia entre los buses m y n .

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

Desde la instalación y puesta en marcha de las primeras redes de energía eléctrica en las décadas finales del siglo XIX, la energía eléctrica se ha convertido en la forma de energía más empleada. Esto debido a que este tipo de energía puede transportarse eficientemente y a un costo razonable. Estas redes de energía eléctrica o sistemas de potencia han cambiado muy poco en más de cien años. Los sistemas de potencia eléctrica tradicionales siguen una estructura centralizada como la de la Fig. 1.1. En esta estructura, la energía eléctrica se genera en centrales desde donde se transmite a largas distancias. En el camino de transmisión, existen varias secciones de conversión de nivel de voltaje en corriente alterna (CA) o corriente directa (CD). Además, la etapa de Transmisión de Energía se caracteriza por la operación de tensiones altas y por promover la interconexión de varias plantas de generación de energía eléctrica. Una segunda etapa denominada etapa de distribución se caracteriza por el empleo de medias y bajas tensiones además de proporcionar la energía eléctrica a un número considerablemente alto de usuarios finales.

El desarrollo de la sociedad y de la tecnología asociada al consumo de energía eléctrica con el paso de los años ha acrecentado la magnitud de las deficiencias de la estructura tradicional de los sistemas de potencia. Por ejemplo, las pérdidas por conducción de energía en las líneas de transmisión de energía se estiman en algunos casos de hasta un 10% de la energía total que se produce. Adicionalmente, varios de los residuos industriales de las centrales generadoras son universalmente reconocidos como fuentes importantes de contaminación ambiental. Por ello, hay un llamado internacional para desarrollar nuevas tecnologías de generación y nuevos paradigmas para los sistemas de potencia eléctricos.

1. INTRODUCCIÓN

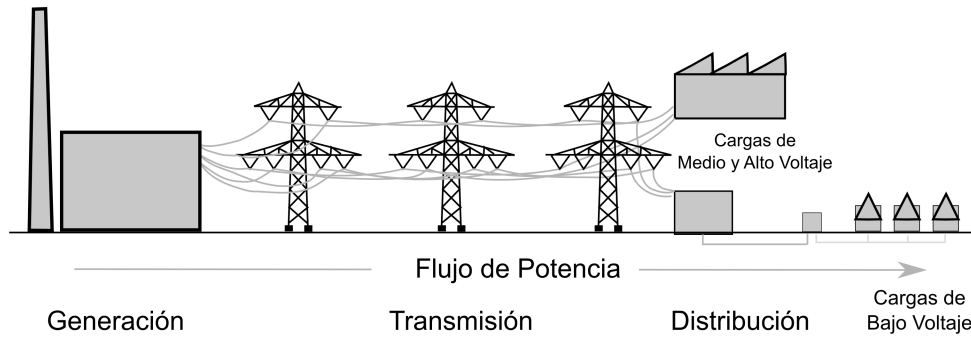


Figura 1.1: Paradigma de sistema de potencia tradicional.

Las tecnologías de generación eléctrica alternativas a esas centrales tradicionales se han desarrollado en ese contexto. Estas tecnologías aprovechan la energía proveniente del Sol o la presente en la Tierra para aprovechar el agua, la radiación solar, el viento, las fuentes de biomasa y la energía geotérmica entre otras. El desarrollo tecnológico ha permitido que en años recientes estas fuentes alternativas puedan adquirirse y emplearse tanto por grandes operadores en la etapa de transmisión del sistema de potencia como por usuarios finales en la etapa de distribución del mismo sistema. En consecuencia, la adopción de estas tecnologías por parte de los usuarios finales ha cambiado el paradigma de operación de los sistemas de potencia eléctricos.

En la literatura científica internacional, desde principio de la década 2000's se formalizó este paradigma con el nombre de *microred* [10]. La microred conceptualiza la generación en la etapa de distribución como una entidad (sistema) controlable de manera local (controlable) capaz de proveer tanto energía como calor a su área local (autónoma). Frente a ese concepto aparecen de forma natural varias preguntas:

- Si la estructura de un sistema de potencia considera a las fuentes generadoras en el extremo de transmisión, ¿cómo se ve afectada la estabilidad del sistema eléctrico al colocar generadores en el extremo de distribución?
- ¿Por qué y cómo debieran controlarse estas microredes de energía?
- ¿A qué se refiere la autonomía que se espera de una microred?

A poco más de veinte años de distancia existe un número elevado de contribuciones científicas y tecnológicas que continúan aportando a responder estas preguntas. El desarrollo de este trabajo de Tesis comparte el mismo contexto general.

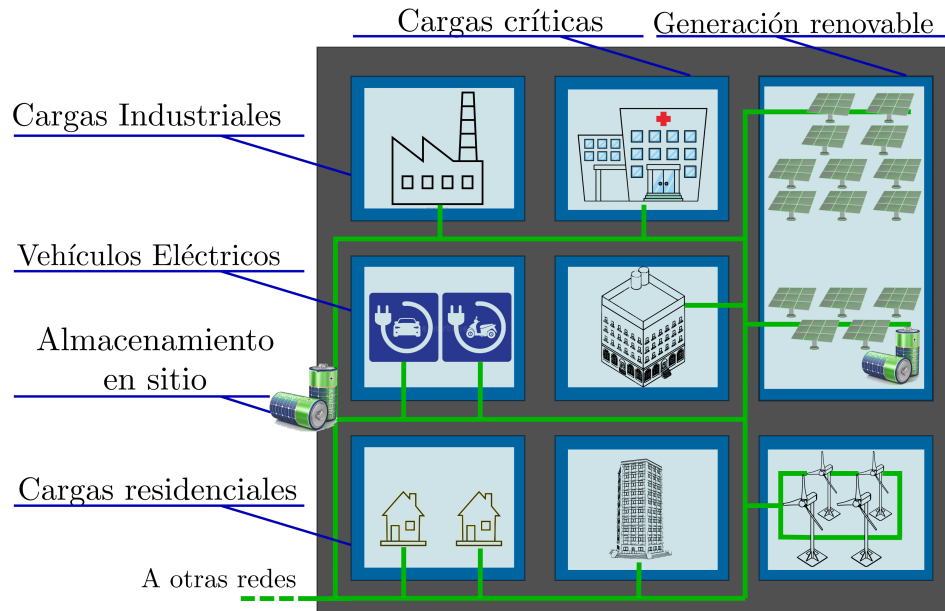


Figura 1.2: Concepto representativo de una microred.

El paradigma de las microredes ha ganado protagonismo frente al paradigma tradicional. La adopción incremental de microredes a nivel internacional es una gran muestra del impacto de este paradigma. En [11] se reportan casos de éxito en distintas ciudades europeas y se hace una clasificación de fuentes de energía, tipos de controladores y tipo de comunicaciones empleadas. En [12] se describen microredes como laboratorios físicos para desarrollar y probar aspectos tecnológicos en Norteamérica, particularmente en Estados Unidos y Canadá. Las aplicaciones para proveer energía eléctrica en zonas rurales o de difícil acceso son aplicaciones atractivas de microredes como se comenta en [13] para regiones rurales de Colombia o en [14] para ciertas regiones de Tailandia.

La adopción de este paradigma ha derivado en una gran variedad de ejemplos de microredes que son distintos entre sí. Sin embargo, conceptualmente se puede ver a una microred típica como la de la Fig. 1.2. En la Figura se observan la existencia de: elementos de generación, elementos de almacenamiento, grupos de cargas de distintas categorías o intereses y la participación de varios usuarios. Alternativamente, en la Fig. 1.3 se representa un diagrama eléctrico simplificado para este ejemplo de microred.

1. INTRODUCCIÓN

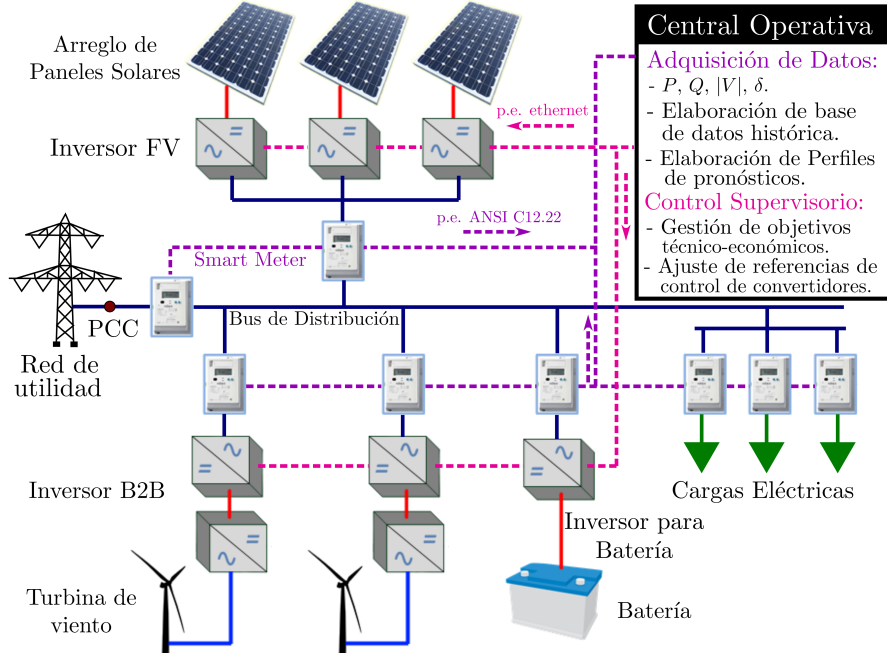


Figura 1.3: Diagrama eléctrico simplificado de una microred.

1.2. Problemática de Microredes

Desde que se formalizó el estudio de microredes, se les ha atribuido una serie de posibles ventajas. Para el caso de la generación a través de fuentes de energía renovable se ha propuesto que es posible de alcanzar la reducción de emisiones asociadas a la quema de combustibles fósiles. Además, se ha propuesto cosechar el calor excedente de las unidades térmicas para convertirlo en energía eléctrica. Se ha propuesto utilizar micro redes para escenarios cuando hay desconexión o fallas en el servicio de los proveedores de energía tradicionales, ante eventos de errores operativos o fenómenos naturales catastróficos. En algunos casos, se ha propuesto que las micro redes representan una opción para que los consumidores cuenten con libertad de elección sobre sus proveedores y sobre las tecnologías de energía eléctrica.

La problemática asociada a alcanzar esos beneficios potenciales es amplia y diversa. Uno de los problemas refiere al problema de diseñar y construir interfaces eficientes para conectar las fuentes de energía a la red eléctrica. Otro refiere al problema del dimensionamiento y ubicación de estas fuentes de energía relativos a la estructura eléctrica de la microred. También hay problemas que aparecen como consecuencia de las políticas energéticas de una región o estado.

Sustancialmente, los problemas que se exploran en este trabajo de tesis son dos:

1. ¿Cómo regular la inyección de energía de generadores eléctricos distribuidos para alcanzar metas globales y comunes para todos los usuarios de la microred?

Salvaguardar la integridad física y la estabilidad de las microredes ha sido fundamental, es una meta global importante. La integración de fuentes de generación en la etapa de distribución de las redes eléctricas tiene consecuencias. Algunos de los retos presentes son:

- El comportamiento intermitente de varios de los tipos de fuentes alternativas, particularmente las de energía renovable, reduce la confianza que se otorga a los generadores distribuidos.
- La inyección de energía en la etapa de distribución, que no estaba presente antes del paradigma de la microred, compromete aspectos de capa física como: integridad de conductores, la utilidad de los dispositivos de protección y regulación.
- La interacción cercana entre fuentes eléctricas y las cargas locales tiene efectos sobre la Calidad de la Energía que se distribuye en la microred.

En este sentido, este trabajo se enfoca en el cumplimiento de límites seguros de operación tanto para la infraestructura de la red eléctrica como para la operación de los generadores distribuidos. Particularmente, interesa la regulación de la inyección de energía optimizada para la operación segura de la microred y los parámetros a estudiar son eléctricos: la magnitud y fase del voltaje en buses de la microred, las potencias y corrientes inyectadas en los alimentadores, el balance entre energía generada y energía consumida o utilizada.

Adicionalmente, los usuarios finales pueden tener diferentes intereses (ambientales, económicos, sociales, etc.), fundamentales a nivel individual o en sociedad. Estos intereses justifican la adquisición y operación de las microredes. Sin embargo, para cumplir con estos intereses, los usuarios podrían llevar a cabo acciones que se contrapongan con la operación segura y estable de la que se ha hecho mención, incluso inadvertidamente. Por ejemplo, ciertos usuarios podrían estar interesados en reducir lo más posible su huella de carbono de emisiones contaminantes. En este escenario, los usuarios de generadores distribuidos independientes podrían configurarlos para inyectar la mayor magnitud disponible de energía a la microred y, dependiendo de la magnitud de la energía inyectada, se podrían observar desbalances importantes en los voltajes de los buses. En tal caso, a pesar de la validez de la meta de reducir emisiones de carbono, este interés iría en detrimento de la operación estable y segura de la microred.

Entonces, la problemática abordada aquí busca equilibrar la obtención de las posibles metas que se esperan de la microred con el cumplimiento de los límites seguros de operación. El área de estudio que se ha asociado con la solución balanceada de este tipo de

1. INTRODUCCIÓN

problemas recibe el nombre de *Administración de Energía*. En lo consecutivo a este sistema se le llamará Sistema de Administración de Energía o *EMS* por las siglas de *Energy Management System*.

2. ¿Cómo promover la participación de todos los interesados (usuarios, dueños y operadores de la microred) en la regulación de energía?

Un EMS es una entidad que aplica varias estrategias dirigidas a la obtención de una microred estable, segura y económicamente viable que resuelva metas individuales y sociales. En específico, el problema de la aplicación de un EMS consiste en seleccionar y coordinar las estrategias adecuadas para lograr las cualidades mencionadas bajo las restricciones naturales de las fuentes de energía disponibles y bajo los requerimientos dinámicos de las cargas y la propia red eléctrica.

En este contexto hay dos actores que definen sus intereses muy claramente. Por un lado está el operador de la red, usualmente encargado de proteger la integridad física de la red y los intereses del dueño de la infraestructura física de la red eléctrica. Por otro lado está el dueño del generador distribuido independiente el cual típicamente desea maximizar su beneficio por la inversión en la adquisición y funcionamiento de sus activos.

El marco de trabajo típico en donde existe un EMS es un marco centralizado bajo el dominio del operador de la red. Esto permite al operador tener control total sobre la generación distribuida pero no incentiva la participación de otros interesados, puesto que se deja a estos últimos sin la posibilidad de tomar acciones a favor de sus propios intereses. Por ello, se ha propuesto investigar acerca de un marco de trabajo descentralizado que ofrezca el potencial de:

- Habilitar la participación de los generadores distribuidos independientes del operador de la microred en la regulación de la inyección de energía.
- Promover la concientización acerca del cumplimiento de los límites seguros de operación de la microred entre los dueños de generadores distribuidos independientes.
- Respetar la jerarquía entre el dueño de la infraestructura física, el operador de la red eléctrica y los dueños de generadores distribuidos independientes.

En lo consecutivo, a esta variante descentralizada de administración de energía se le llamará Administración de Energía Descentralizada o *DEM* por las siglas de *Decentralized Energy Management*.

En este trabajo se investigaron las estrategias para implementación de un sistema DEM en una microred de bajo voltaje. Se analizaron los algoritmos disponibles para tales estrategias con la visión de generar un algoritmo original para un marco de trabajo descentralizado. Particularmente, con este marco de trabajo para DEM se busca: 1) asegurar la regulación adecuada de los buses eléctricos, 2) asegurar la aportación proporcional de las fuentes de generación sobre

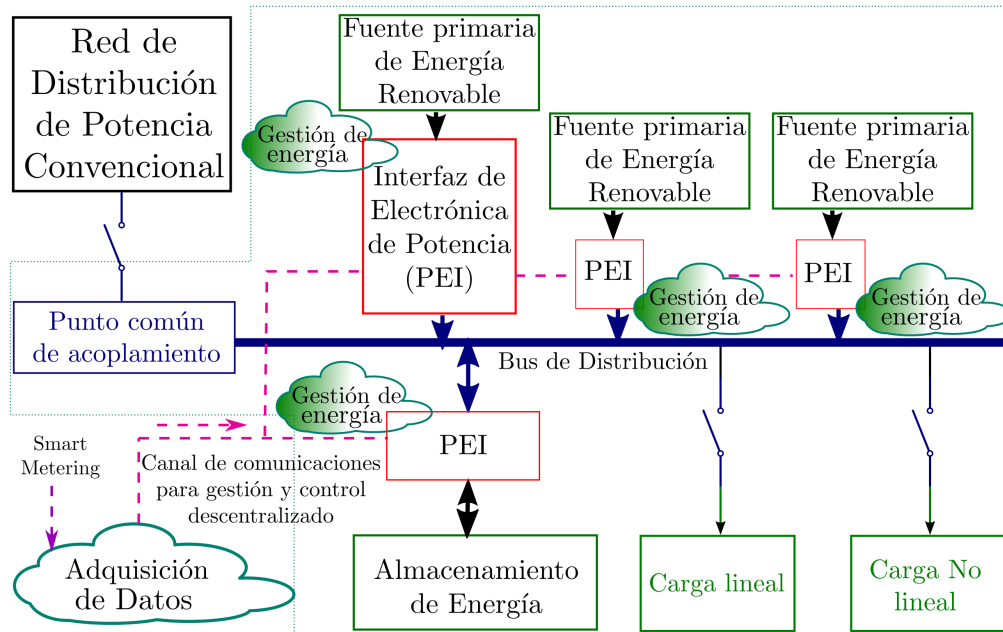


Figura 1.4: Modelo de microrred con DEM para la investigación.

los alimentadores y 3) que los actores en el contexto DEM tengan una participación equilibrada en la regulación y la aportación energética de la microrred. El modelo de microrred mostrado en la Fig. 1.4 representa una versión preliminar simplificada de este sistema. En la siguiente Sección se analizan varios de los desarrollos y resultados de investigación recientes en esta área para este tipo de sistemas.

1.3. Análisis del Estado del Arte

La revisión del estado del arte se ha organizado con la intención de identificar los avances en tres áreas particulares: Modelado, Balance de Potencia y EMS. Previamente sin embargo se identifican algunas referencias contextuales en el tema de microrredes.

1.3.1. Antecedentes de Microredes

Uno de los primeros estudios formales de la operación y sincronización de módulos en paralelo para propósito específico se presenta en el sistema de distribución de [15]. En [16] se desarrolla un marco de trabajo para inversores en paralelo donde cada inversor opera con variables medidas localmente y sin necesidad de comunicaciones con los otros módulos, marco que permite la construcción de redes de inversores de potencia.

En [10] y [17] se hace una revisión del paradigma de microredes. Aquí se establecen los conceptos básicos de arquitectura e integración de generación distribuida (DG), el control y administración de energía.

En [18] se presenta una plataforma de microred de referencia y su implementación. Aquí se resaltan aquellos conceptos básicos de [17] y se muestra la implementación de técnicas de control de microred en algunos escenarios de operación.

En [19] se discuten las ventajas en el diseño de un sistema de potencia basado en electrónica de potencia como un conjunto. Esto en contraparte al reemplazo directo del equipo electromecánico por convertidores electrónicos. Se resalta la inspiración en los equipos de cómputo y comunicaciones de baja potencia donde el sistema de potencia está optimizado para cada sección de operación. Esta discusión se amplía en [20] y [21], donde se revisan los avances en arquitectura y control jerárquico de microredes interconectadas y aisladas. Recientemente, en [22] y [23] se indican las necesidades que las microredes aún deben de cubrir para su integración en sistemas de potencia:

- Operar mayormente interconectada con opción muy deseable de operación aislada intencionada.
- Garantizar la operación estable del sistema en presencia de variaciones impredecibles causadas por las fuentes de energía renovable y los efectos del control de las interfaces de electrónica de potencia.
- Optimizar la producción de energía tanto de las fuentes renovables como de las convencionales.
- Facilitar la operación *plug and play* de nuevas fuentes de generación sin modificación sustancial de los parámetros de los algoritmos de control o las propias interfaces de potencia.

1.3.2. Modelado

Uno de los primeros esfuerzos en el modelado de microredes se reporta en [24]. Aquí, inspirados en el análisis de flujo de potencia en sistemas eléctricos, se modela cada componente activo de la microredes como una ecuación cuadrática para formar un sistema matemático cuya solución se obtiene por métodos iterativos de solución de sistemas de ecuaciones (métodos de Newton). Alternativamente [25] propone una clasificación de los recursos de energía distribuida (DERs) de la microredes que ha tenido gran aceptación:

- Unidades formadoras de red. Regulan activamente el voltaje y la frecuencia de la MG. Deben contar con capacidad energética suficiente para compensar disturbios en la red por lo que usualmente incluyen algún mecanismo de almacenamiento de energía.
- Unidades alimentadoras de red. Diseñadas para proporcionar potencia activa o reactiva a la MG.
- Unidades seguidoras o de soporte de red. Inyectan potencia a la microred con un voltaje y frecuencia regulados por otras unidades. Típicamente las fuentes de generación con restricciones de potencia, como la mayoría de las fuentes de energía renovable, no regulan su voltaje y frecuencia y se comportan como unidades seguidoras de red.

En [26] se reporta la expansión de la clasificación anterior de acuerdo a sus estrategias de control: si la potencia de salida de la unidad se controla independientemente del resto de los elementos de la microred, la estrategia de control se clasifica como no-interactiva; si la estrategia de control se basa en la especificación de potencias de referencia se clasifica la estrategia como interactiva. Por su parte, en [27] se revisa y se actualiza esta representación y control de elementos de microred. Independientemente de la fuente de generación, a través de las interfaces de electrónica de potencia, cada unidad de generación puede modelarse como una fuente controlada de voltaje o corriente junto con una impedancia de salida.

El modelo de microred monofásica de la Fig. 1.5 reportado en [1] sirve de ejemplo de este modelado. A modo ilustrativo, la Fig. 1.6 muestra el inversor de fuente de voltaje que aquí se emplea mientras que en la Fig. 1.7 se ilustra el convertidor bidireccional Cuk aislado más el inversor empleado para el manejo de la batería de la microred.

En [2] se presentan los convertidores de potencia y sus estrategias de control con casos de estudio operativos para la microred de la Fig. 1.8. Nuevamente, la aplicación de los modelos de interfaces de potencia controladas en voltaje o controladas en corriente es pieza fundamental del análisis y diseño de la microred.

1. INTRODUCCIÓN

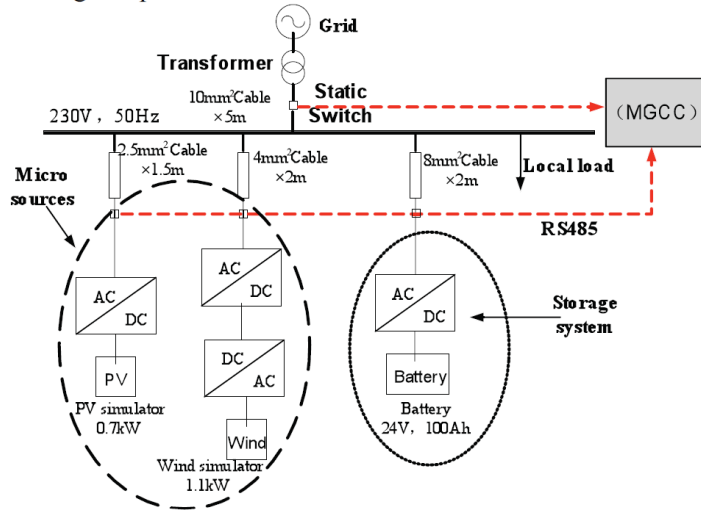


Figura 1.5: Modelo de microred monofásica de bajo voltaje, [1].

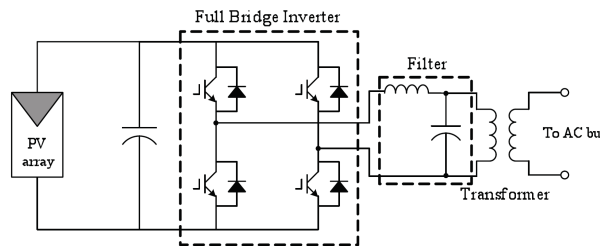


Figura 1.6: Inversor de sistema fotovoltaico para la microred de [1].

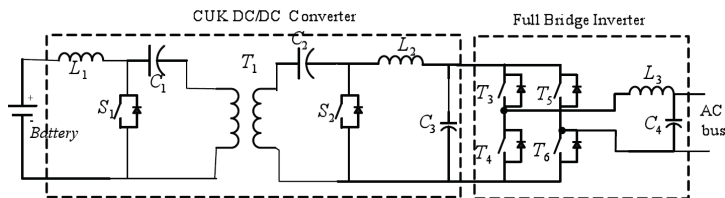


Figura 1.7: Convertidor para sistema de almacenamiento (batería) de [1].

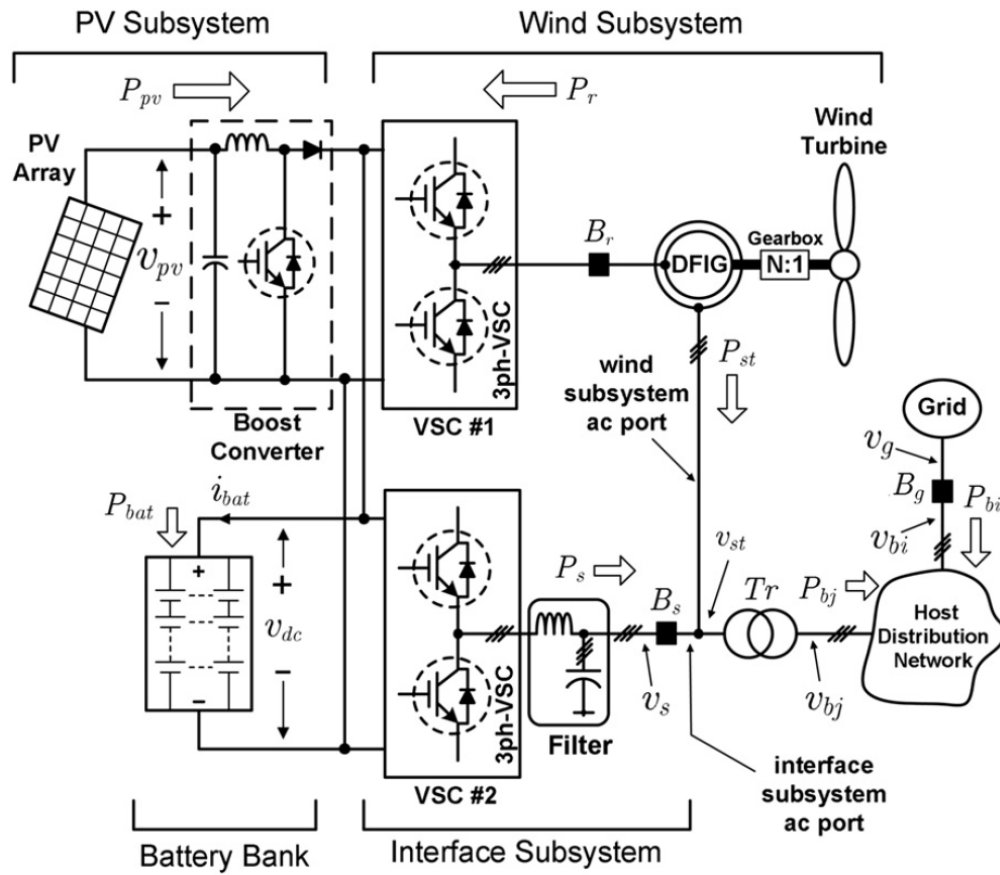


Figura 1.8: Modelo de microred híbrida CA-CD en [2].

1. INTRODUCCIÓN

Desde una perspectiva de control supervisorio, en [3] se definen criterios de control a partir del modelado de los generadores de la microred como lo muestra la Fig. 1.9. De manera similar se emplean los modelos de la Fig. 1.10 para aplicar un control distribuido basado en consenso en [4] y de la Fig. 1.11 en un control distribuido promediado-proporcional-integral en [5].

Un paradigma reciente aplica un modelo de oscilador no lineal acoplado con una red LTI. En [6] se derivan las condiciones para la sincronización de los generadores de una microred basado en el modelo de la Fig. 1.11.

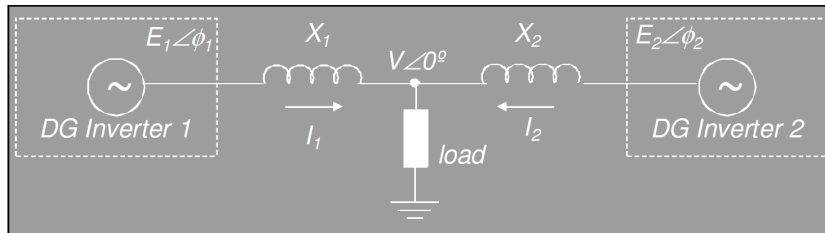


Figura 1.9: Modelo simplificado de DG en microred para [3].

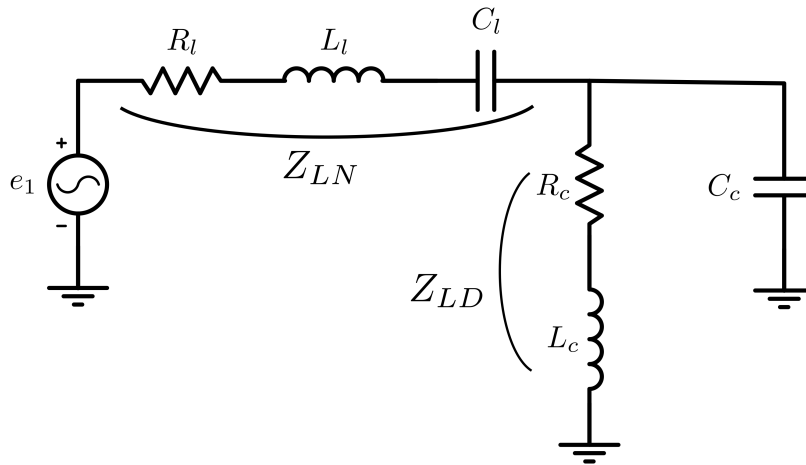


Figura 1.10: Modelo simplificado de DG para microred para [4]. Re-elaborado para mayor legibilidad.

De todo lo anterior se concluye que el modelado de la microred depende en gran medida del propósito del estudio. Para casos como la determinación de flujo de potencia los modelos basados en el análisis fasorial o aproximaciones de estado estacionario parecen ser adecuados. Para casos en los que el interés incluya el comportamiento dinámico, el modelado en el dominio del tiempo podría ser adecuado.

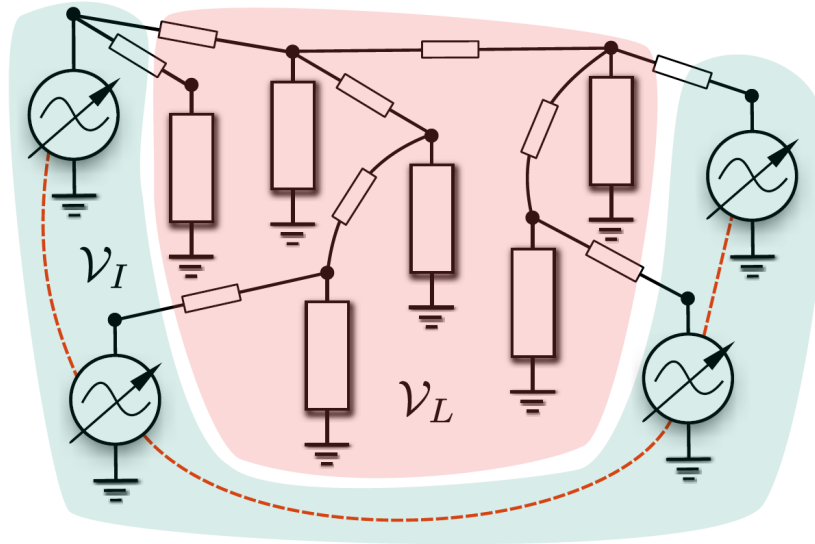


Figura 1.11: Modelo simplificado de DG en microred para [5]. La línea punteada representa canales de comunicación adicionales a la red de potencia.

1.3.3. Balance de Potencia

El trabajo reportado en [25] establece un punto de partida en la sincronización de inversores en microredes aplicando el control de pendiente (*droop control*) inspirado en el control de generadores síncronos en los sistemas de potencia convencionales. Ahí se concluye que el desfase entre dos fuentes de voltaje en paralelo sobre una línea de transmisión inductiva causa la transmisión de potencia activa y que la diferencia de voltaje causa la transmisión de potencia reactiva. Así, *en microredes de medio voltaje la administración de la potencia transmitida depende del control preciso del desfase y las magnitudes de voltaje de los generadores.*

En [28] se propone la modificación de las ecuaciones del *droop* para que sea posible ajustar por separado el comportamiento en estado estacionario, por un lado, y la estabilidad y el comportamiento en estado transitorio por otro lado. En [29] se propone el empleo de la técnica clásica en conjunción con un controlador de potencia promediada con el objetivo de mejorar la respuesta en estado estacionario.

En este trabajo de tesis, como se ha mencionado, resulta de interés verificar el balance de potencia en redes de bajo voltaje. En [30] se investiga el empleo del *droop control* en microredes de bajo voltaje. A diferencia de las redes de medio y alto voltaje, en las redes de bajo voltaje se tiene una impedancia para las líneas de transmisión donde la relación entre su componente

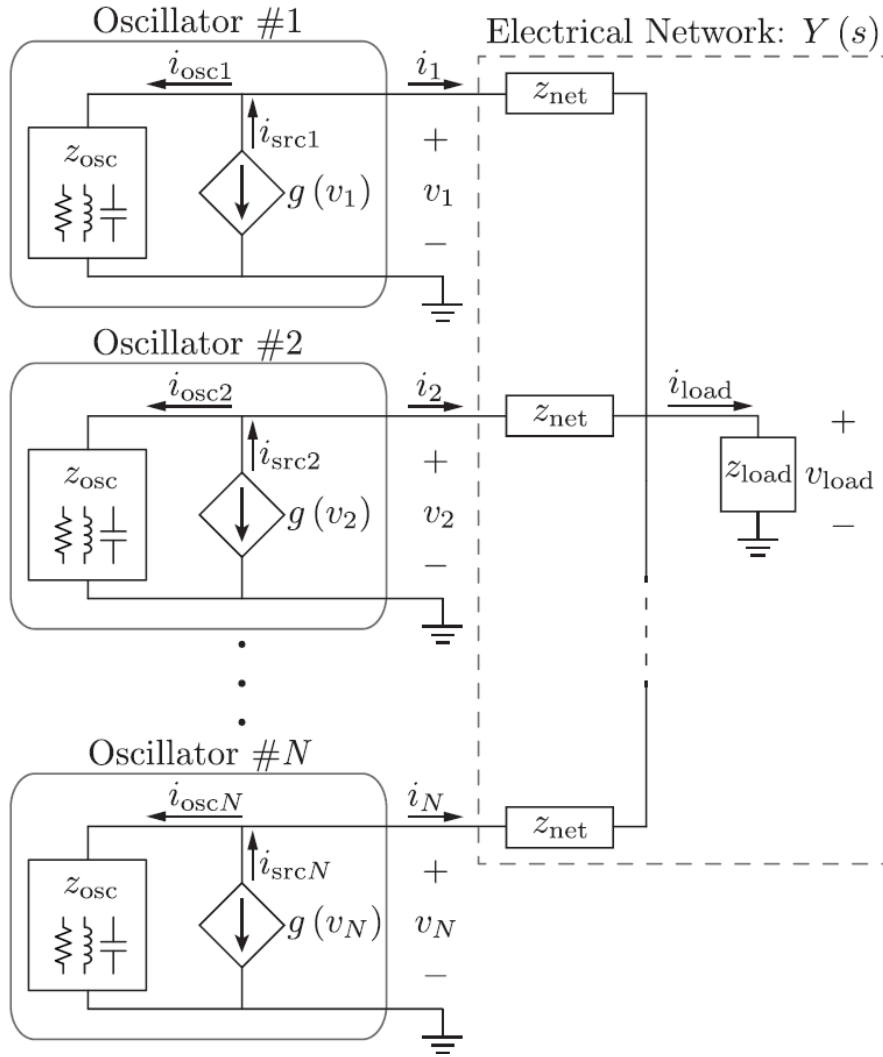


Figura 1.12: Modelo simplificado de DG en microred para [6].

real y su componente imaginaria, R/X , es alta. Se reporta la implicación de que *en microredes de bajo voltaje la potencia activa se transmite ante diferencias de voltaje y la potencia reactiva ante el desfase entre fuentes*, por lo que el empleo de la técnica clásica acoplaría las potencias activa y reactiva. En consecuencia las relaciones $P - Q$ y $f - V$ están invertidas respecto de las líneas mayormente inductivas.

Esta condición de impedancia predominantemente resistiva de las redes de bajo voltaje se intenta contrarrestar con el empleo de inductores físicos a la salida de los convertidores o bien a través del concepto de inductor virtual. En [31] se emula un inductor calculando la caída de voltaje de un inductor virtual en la salida del convertidor y restándola de la referencia de voltaje del mismo. Mientras todos los convertidores de la red apliquen la misma regla, la línea de transmisión se observa como predominantemente inductiva.

La identificación y evaluación de los modos de operación ante alguna de las variantes de droop control se revisa en varios reportes, por ejemplo en [32] para redes de medio voltaje. En [33] se establece una separación de objetivos en la estrategia de control, aplicando en primera instancia un controlador basado en *droops* que asegure la estabilidad y control en estado estacionario y en segunda instancia un controlador que mejore el desempeño transitorio ante eventos de disturbio eléctrico.

El concepto de separación de objetivos se emplea en [34], donde se aplica una estrategia de control desacoplado basado primariamente en *droop control* inductivo y secundariamente en la participación de sólo algunos inversores en la mejora de la frecuencia de la red, estrategia que se reporta satisfactoria aun en pruebas sobre una red resistiva.

Primordialmente para microredes en modo conectado y medio voltaje, en [35] se establece el concepto de generador virtual síncrono (VSG) donde se controla un inversor para comportarse como un generador síncrono, donde se emula la inercia del generador síncrono con la energía de un dispositivo de almacenamiento. En [36] se revisa los esquemas de emulación de máquinas síncronas y resalta su aplicabilidad en microredes de bajo voltaje donde un control secundario tendría de manera natural dos puntos de ajuste en lugar de uno como es el caso del droop control clásico. En [37] aplican el VSG para formar una microred y analizar la operación en estados aislado e interconectado y ejecutar un análisis de estabilidad y mantenimiento del voltaje y frecuencia. En [38] se analiza la respuesta dinámica de la técnica VSG y se compara con el método clásico mientras que en [39] se aplican estos conceptos en la construcción de una microred robusta y estable en voltaje y frecuencia.

En este contexto de emulación o virtualización de las interfaces de electrónica de potencia (PEIs), en [40], se presenta un método que se emula la dinámica de un oscilador no lineal en cada inversor de la microred. Este control de oscilador virtual (VOC) es una alternativa reciente al *droop control* y permite, al igual que el droop control, sincronizar el voltaje y frecuencia y

1. INTRODUCCIÓN

compartir potencia sin necesidad de comunicaciones entre los inversores de la microred. Del método se resalta la posibilidad de linealización de la microred lo que potencialmente simplifica el análisis y diseño de la gestión de las PEIs.

A diferencia de los reportes anteriores, donde se resalta la operación no basada en comunicaciones entre las PEIs, se reporta en [41] una estrategia en la que, partiendo de la provisión de un canal de comunicaciones, se representa a la estructura de control como un sistema de múltiples agentes inteligentes distribuidos. Aquí, la coordinación se logra aplicando consenso promediado para la administración de potencia y balance de carga en una microred inductiva. En [6] los autores aprovechan de igual manera la predisposición de comunicaciones para proponer un controlador distribuido que llaman DAPI que mantiene los resultados de una microred operada con *droop control* y mantiene los valores de voltaje y frecuencia estables y sincronizados en toda la microred. Los autores en [42] exponen los fundamentos del control DAPI basado en la representación de los inversores de la microred como el modelo de osciladores acoplados en fase de Kuramoto. En [43] la red de osciladores de Kuramoto se resuelve aplicando una estrategia de consenso que reduce la necesidad de un ancho de banda amplio para las comunicaciones requeridas.

Por su parte, en [44] se propone emplear el canal de comunicaciones para establecer una estrategia cooperativa entre unidades VSG de una microred inductiva basada en la teoría de juegos y la teoría Nucleolus aplicada en varios escenarios de operación.

En [45] se propone la consolidación de un controlador universal para redes de distribución inteligentes. Se presentan técnicas como el control vectorial polar híbrido, la realización del VSG y los avances en *droop control* en un controlador único con capacidad adaptable según las condiciones de operación de la microred. En [46] se revisan los conceptos actualizados de *droop control* y el *reverse droop control*. La intención es proponer un marco de trabajo que facilite la integración de inversores controlados en corriente, así como de inversores en modo voltaje, dado que la mayor parte de las realizaciones previas se establecen con controladores en modo voltaje. Este marco aportaría a la generación de un controlador universal para DG en microred.

En [47] se resalta un método descentralizado cooperativo robusto a los cambios en la topología de la microred, favoreciendo la flexibilidad de integración de nuevas fuentes de generación. En [48] proponen la obtención de esta cualidad *plug and play* sin requerir comunicaciones aplicando el VCO integrando además la propiedad *hot plug*.

En [49] se presenta un algoritmo de análisis de flujo de potencia para la DG controlada por droops P/Q e impedancias virtuales de salida en una microred de bajo voltaje. El algoritmo se valida comparándolo con resultados de simulación. Los autores en [50] presentan una estrategia de control para microredes basada en el control de pendiente $P - f$ y $Q - dv/dt$.

Otra variante del *droop control* para microredes de bajo voltaje se presenta en [51]. Aquí se propone una estrategia basada en *inverse droop control* y un proceso secundario de regulación síncrona sobre la potencia activa.

En [52] se propone una estructura de control distribuida para microredes que emplean el concepto de impedancia virtual de salida con una relación R/X pequeña. La presentación de resultados se expande en [53] donde se aplica la estructura de control en una microred con varios casos operativos y se resalta la habilidad del balanceo de potencia reactiva entre las unidades de microred.

En [54] se propone un método de control secundario basado en la teoría de control cooperativo multiagente para el balance proporcional de potencia reactiva. El método propuesto considera la existencia de un canal de comunicaciones con retardos de comunicación variables en tiempo y establece las condiciones para alcanzar los objetivos en una microred con pérdidas (R/X alta).

En [55] se establece un marco de trabajo basado en VOC donde se diseña el controlador para inversores de una microred a partir de los métodos de promediado y de análisis no lineal basado en perturbaciones. El primer método está dirigido a las relaciones dinámicas de potencia activa y reactiva con el voltaje de terminales mientras que el segundo método ayuda a cuantificar el contenido armónico y a mejorar la respuesta transitoria.

En [56] se presenta una estructura de control distribuida multiagente que incluye agentes en las cargas controlables de la microred de manera que aporte en el mantenimiento del balance de la red. La coordinación se ejecuta a través del consenso entre las cargas y los inversores de la microred.

En [57] se emplea el paradigma de control cooperativo en el que se los controladores de DG emplean datos de sus vecinos cercanos para estimar el valor promedio del voltaje de la microred y con ello generar un término de corrección de la referencia de voltaje local, complementando el *droop control* primario. En [58] se amplía esta estrategia para reemplazar por completo el *droop control* verificando la capacidad *plug and play* y la sobreposición ante fallos de comunicaciones.

De la revisión en esta sección está claro que las técnicas derivadas del droop control conforman el estado del arte del balance de potencia en microredes. Es claro también que el paradigma original de nula necesidad de comunicaciones, aunque deseable para la operación básica de una microred, ha cambiado por un paradigma en donde el aprovechamiento de las comunicaciones permite la mejora de los parámetros necesarios. A través de este cambio de paradigma, la tendencia indica la búsqueda de inspiración en técnicas de teoría de comunicaciones para cumplir los requisitos de balance de potencia.

1.3.4. Administración de energía

1.3.4.1. Control jerárquico de microred

Recapitulando, un EMS es una entidad que aplica varias estrategias dirigidas a la obtención de una microred estable, segura (confiable) y económicamente viable que resuelva el problema de satisfacción de demanda eléctrica y el problema de controlabilidad de un sistema de potencia. En esta sección se revisan los avances en tales estrategias.

Varias estrategias de EMS están dirigidas a la optimización económica o rentabilidad de las microredes. En [59] se propone un sistema de gestión de generación distribuida (DG) en microred con el propósito de reducir la tasa de consumo de combustible. En [60] se plantea la optimización del costo y la confiabilidad de microredes investigando la selección óptima de puntos de interconexión y capacidad de la DG por medio de programación dinámica. En [61] se analizan varias tecnologías eléctricas de almacenamiento de energía y sus implicaciones en el costo de la electricidad comparado con ciertas tecnologías de almacenamiento aquí llamadas convencionales.

La definición de las posibles estrategias de control de operación de microredes se presenta en [62]. En [63] se abordan las posibles diferencias entre el control en sistemas de potencia convencional y las microredes de recursos de energía distribuidos.

Se propone en [3] que las microredes se administren mediante una estructura de control inspirada en la de sistemas de potencia convencionales. De acuerdo con el reporte, la estructura es un sistema de tres capas jerárquicas (ver Fig. 1.13 y Fig. 1.14):

1. El controlador primario basado en *drop control* y con las funciones de balance de carga en la red.
2. El controlador secundario, a semejanza del control automático de ganancia (AGC) en sistemas de generadores síncronos, se encarga de la restauración y mantenimiento de magnitud y frecuencia del voltaje en el sistema.
3. El controlador terciario gestiona el flujo de potencia y objetivos de optimización entre la MG y el sistema eléctrico externo.

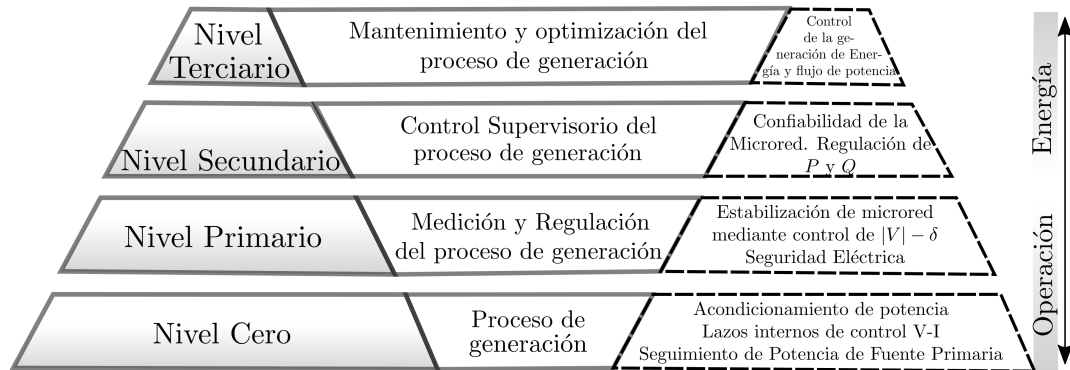


Figura 1.13: Control jerárquico de microredes según [3].

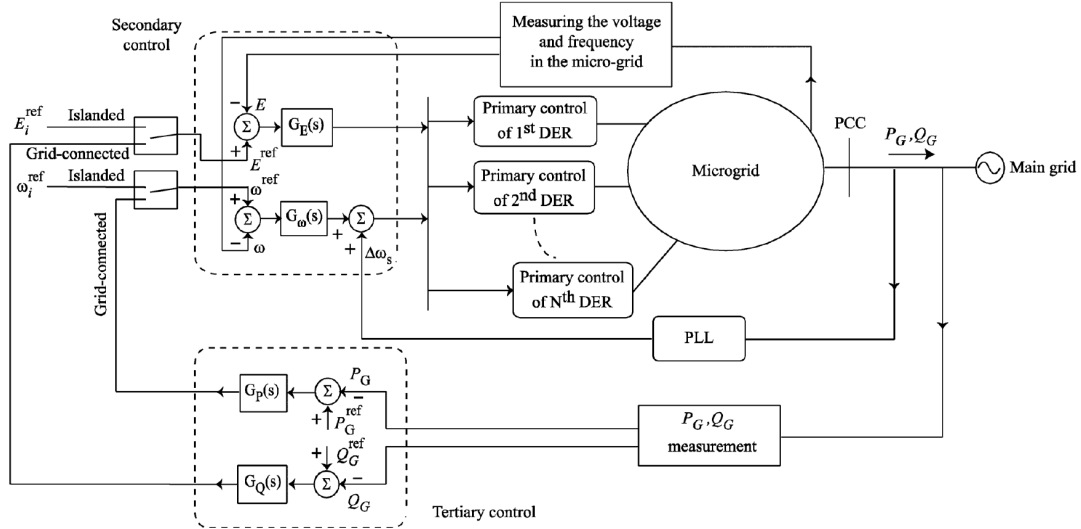


Figura 1.14: Control jerárquico de microredes según [7].

1. INTRODUCCIÓN

Varios conceptos para un EMS, como la clasificación temporal de la administración de energía resultan de gran relevancia (ver Fig. 1.15 y Fig. 1.16). En [8] se reporta la planeación de la energía a través del ajuste del pronóstico de la potencia generada en una microred predominantemente fotovoltaica y el pronóstico de las cargas.

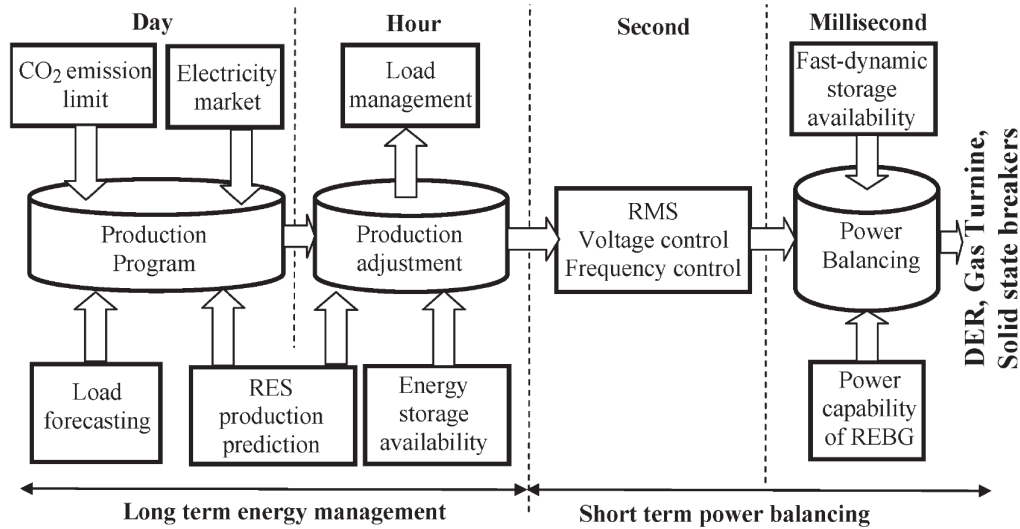


Figura 1.15: Clasificación temporal de las funciones de control de EMS proporcionada en [8].

En [64] proponen un EMS inteligente basado en inteligencia artificial y en la optimización multiobjetivo basada en programación lineal. Se desarrolla una red neuronal artificial para predecir la generación fotovoltaica y la generación de potencia eólica. El propósito del EMS en este caso es el de minimizar tanto el costo de operación como el impacto ambiental de la microred.

En [65] se define el paradigma de la arquitectura de gestión que explote la infraestructura de medición y comunicaciones. Se propone emplear esta infraestructura para administrar el sistema de microred de forma más efectiva y económica, empleando recursos como los pronósticos de carga y de recursos de energía renovable.

En [66] se plantea un EMS para una microred aislada híbrida donde, considerando contar con reserva de energía, se analiza el empleo de varias tecnologías de almacenamiento empleando pocas etapas de conversión de energía y se construye un plan de operación basado en el pronóstico de generación y carga de la microred. Se investiga y propone el empleo de baterías para la gestión de energía en largo plazo y el empleo de supercapacitores para la gestión de la energía a corto plazo. En [67] se presenta un EMS que aplica el control de flujo de potencia para regular el estado de carga en las baterías de una microred híbrida CA-CD con fuentes de diversa naturaleza.

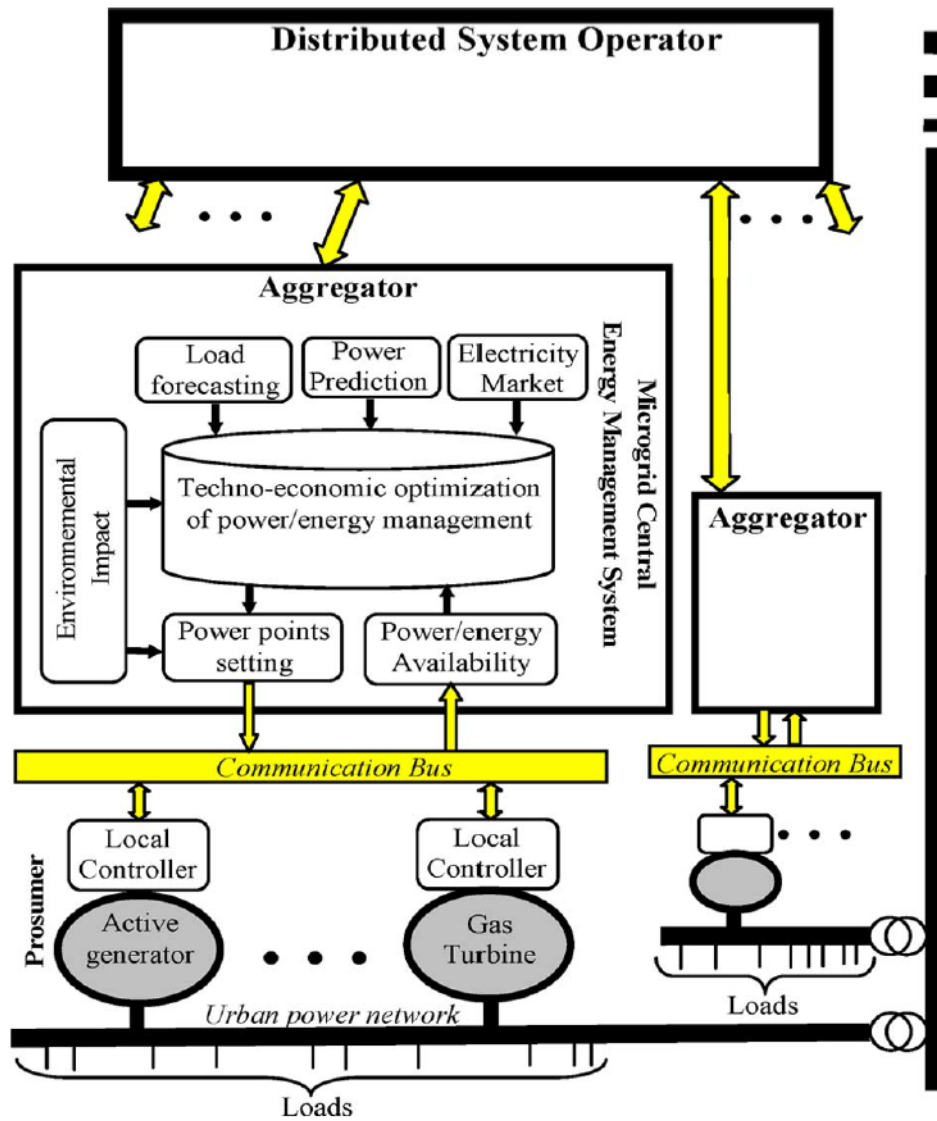


Figura 1.16: Definición de sistema de administración de energía para [8].

1. INTRODUCCIÓN

Recientemente, el EMS distribuido está generando interés en la comunidad científica. En [68] se investigan relaciones entre las tres capas de control jerárquico aplicadas a microredes basadas en *droop control* y la gestión distribuida. Los autores concluyen las condiciones necesarias para que los objetivos de optimización establecidos en la capa terciaria ayuden a seleccionar los coeficientes de regulación de los convertidores. En [69] se aborda el problema del control jerárquico en una solución distribuida en la que los objetivos de las tres capas de control se implementen en cada controlador local de DG. La intención es que cada unidad de generación cuente con la propiedad de balanceo óptimo de potencia.

En [70] se aplican redes neuronales para la predicción horaria de la generación de la microred y lógica difusa sobre los sistemas de almacenamiento de energía para decidir si almacenar o vender la energía entre la microred y la red eléctrica externa.

En [71] proponen una función de Monitoreo de Carga y Predicción que es capaz de aprender, partiendo de las mediciones realizadas en la microred, lo suficiente para poder realizar un pronóstico acorde con el perfil de operación. Esto a diferencia de los métodos de alimentación de estadísticas o perfiles estáticos de los algoritmos fuera de línea como los expuestos en [72] y [73]. Al respecto en [74] se propone una estrategia que parte de la aplicación off-line hacia la implementación de un algoritmo en línea de pronóstico de generación y carga de la microred.

En [75], se desarrolla un esquema de control que garantice estabilidad en voltaje y frecuencia y permita el balanceo de potencias activa y reactiva, basado en un enfoque Hamiltoniano para la microred.

En [76] se presenta un enfoque basado en invariantes de flujo en donde se elabora una matriz de premisas permitidas y no permitidas entre las cuales el gestor de energía elige las necesarias para cumplir con un modo operativo.

En [77] se propone una técnica de control distribuido multiagente capaz de resolver problemas de optimización en tiempo real bajo la consideración de no conocer previamente la dinámica de los agentes. Se propone un enfoque basado en consenso promediado en la que cada agente participa en la optimización deseada a través de un controlador de búsqueda extrema.

En [78] se propone una estructura de gestión distribuida en la que cada controlador de DG cuente con los reguladores que optimicen los puntos de referencia gestionados por un controlador central. La propuesta es que en esta estructura el controlador local tiene la flexibilidad de operar con mediciones locales o bien bajo las instrucciones del controlador central de EMS.

En conclusión, las estrategias de EMS han evolucionado de ser un sistema encargado de calcular referencias de voltaje para la operación de convertidores a convertirse en un sistema apoyado en un complejo sistema cibernético interconectado encargado de la operación dinámica y

estacionaria de cada componente de la microred, generadores y cargas controlables. En este contexto, el empleo y desarrollo de los algoritmos que se ejecutan en estos entornos cibernéticos han incrementado su importancia.

1.3.4.2. Paradigmas de Optimización de EMS

En un EMS se busca optimizar la operación de la microred y por ello se debe emplear alguna técnica de optimización. Para ello deben establecerse uno o varios objetivos de administración que deban optimizarse, especificando una o varias funciones de costo y las restricciones relacionadas para cumplir los objetivos establecidos. Una clasificación de técnicas de optimización se muestra en la Fig. 1.17 [9].

En un entorno típico de microred, es necesario manejar no sólo un parámetro eléctrico de la red (voltaje, potencia activa, potencia reactiva). Además, deben considerarse las interacciones entre generadores de diversa naturaleza, las flexibilidades y variaciones en los costos, la variabilidad de la demanda y la existencia objetivos aparentemente contradictorios [79]. Los llamados métodos no clásicos, mostrados en la Fig. 1.17, han sido explorados recientemente. Se ha comprobado éxito en su aplicación en entornos complejos como los entornos de microredes. Entre tales métodos aquellos basados en enjambres de partículas (*particle swarm*) pueden encontrarse en la literatura como:

En [80] se emplea un algoritmo de optimización por enjambre de partículas binario caótico (CBPSO) para minimizar el costo operativo y las pérdidas en la red con la consideración de tiempos de arranque y paro pre-establecidos.

En [81] se emplea un algoritmo de optimización por enjambre de peces artificiales (AFSO) para la agenda óptima de generación de fuentes renovables como mecanismo para la reducción global del costo operativo.

En [82] se analiza la optimización de manada de lobos (GWO) para la planeación del dimensionamiento de la capacidad de un sistema de baterías de almacenamiento con la finalidad de reducir el costo operativo de la microred gestionando la carga y descarga del mismo.

En [83] se propone un algoritmo de optimización por enjambre de partículas fuzzy auto-adaptable (FSAPSO) para el despacho económico de la generación tomando criterios económicos y ambientales como objetivos.

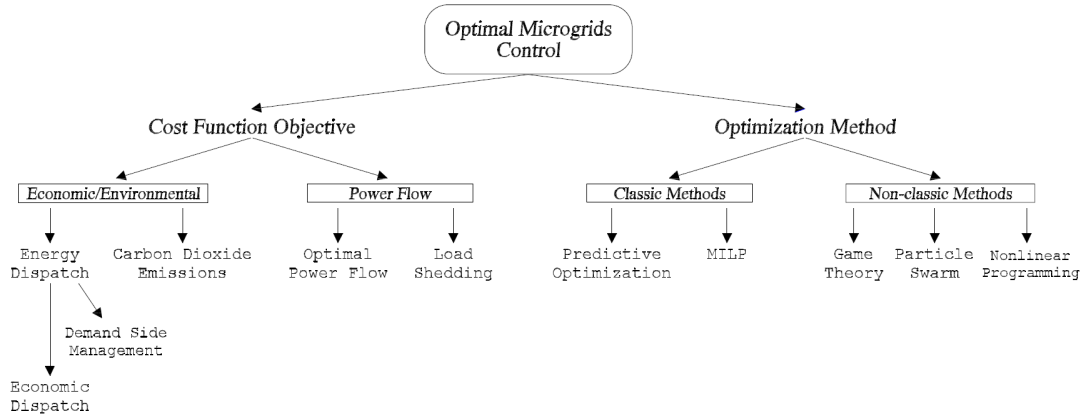


Figura 1.17: Clasificación de técnicas de optimización para microredes [9].

Se han propuesto muchos otros algoritmos para planeación de la operación en microredes [84] pero en conjunto operan bajo el principio de la minimización de una función objetivo bajo ciertas restricciones dadas.

A medida que la tecnología de micro redes se ha consolidado, el número de DERs controlables existentes se ha incrementado y el problema de optimización se ha vuelto más complejo de resolver. Además, han aparecido diferentes escenarios de operación y la interacción entre diferentes interesados en la operación de la microred está ganando atención. En ese trabajo se le da importancia a este último caso ya que describe la complejidad de permitir la participación de los dueños de DERs independientes en la administración de energía.

Se han explorado y reportado múltiples paradigmas EMS en la literatura en los últimos años. En el paradigma EMS centralizado, un operador único conoce y administra toda la estructura física de la microred y sus datos de medición. Este paradigma tiene la ventaja de tener toda la información de la microred concentrada en un solo lugar de procesamiento, pero el volumen de esta información puede volverse prohibitivo en casos donde se intercambia información frecuentemente o en microredes de gran escala. Dentro de este paradigma, una primera clase de algoritmos se caracterizan por la búsqueda eficiente de la solución de optimización en una única unidad central de procesamiento. Aquí se incluyen: la optimización de lobo gris (*Grey Wolf Optimization* (GWO)) se presenta en [85] para resolver problemas de flujo óptimo de potencia, la *Chaotic Binary PSO* (CBPSO) se desarrolla para la agenda óptima de DER en [80], el algoritmo de búsqueda de armonía multiobjetivo (*Grid based Multiobjective Harmony Search Algorithm* (GBMOHSA)) se aplica en [86] para reducir las desviaciones de voltaje y las pérdidas de potencia. En algunos de estos casos, los modelos complejos pueden reformularse separados por el número de variables y restricciones de manera que se reduzca la carga computacional [87]. En general, estos algoritmos no habilitan la participación del consumidor en DEM.

Una segunda clase de algoritmos están conformados por la descentralización del problema de optimización en problemas autónomos dentro de zonas o regiones de menor alcance, esto es típico en el escenario multi micro red. Se emplea un sistema doble con microredes autónomas en [88]. En éste caso, la administración de energía se realiza en el lado de la demanda por programación lineal. A su vez, se usa un centro de comercio calculando el tiempo de uso de las tarifas para resolver la administración de energía conjunta. Finalmente, se emplea un modelo de mercadeo de energía entre las microredes para maximizar la autogeneración. En [89], se minimiza el costo de operación global entre varias microredes comerciando energía entre ellas. Se propone un algoritmo distribuido escalable e iterativo que primero atiende el problema de descentralización y después resuelve el problema de la sub-microred como un segundo paso. En [90], se da tratamiento a la minimización del costo de electricidad total de varias casas con DERS. Se aplica una optimización de 2 niveles: la agenda de cargas eléctricas en un primer nivel y la agenda de almacenamiento de energía en un segundo nivel. En [91] se propone un sistema de sistemas jerárquico descentralizado y se formula un problema de optimización bi-nivel para un sistema multi-microred. En general, estos algoritmos pueden habilitar la participación del consumidor en la administración de energía. Sin embargo, no pueden habilitar la integración DEM en controladores de DERs ya que están más orientados a microredes de mediana y larga escala.

Una tercera clase de algoritmos aplica técnicas de computación distribuida para paralelizar el procesamiento entre varias unidades de procesamiento de alto desempeño. Estos algoritmos alcanzan un desempeño promisorio y gran efectividad para microredes de gran tamaño. El Método Inexacto de Newton basado en la dirección alternada del Lagrangiano Aumentado (*Augmented Lagrangian based Alternating Direction Inexact Newton Method*) se emplea en [92]. Ahí, se reformula el problema de optimización del flujo de potencia en un problema distribuido de mínimos cuadrados para una rápida convergencia. Se estudian resultados adicionales con Métodos de Lagrangiano Aumentado y Métodos Primario-Dual (PDM) en el contexto de redes inteligentes en [93]. En [94], un algoritmo distribuido basado en el Método de Multiplicadores de Dirección Alternante (ADMM) descompone el problema original de flujo de potencia óptimo en varios sub-problemas para ser resueltos por varios agentes distribuidos. Se presenta un enfoque interesante para aplicaciones de agenda de flujo de trabajo basado en nube en [95]. Aquí, se emplea una optimización por enjambre de partículas distribuida con aprendizaje de grupo dinámico y mejoras (*Dynamic Group Learning Distributed Particle Swarm Optimization (DGLDPSO)*) para el desarrollo de un algoritmo de optimización distribuida con particionado inteligente para sistemas de potencia eléctricos. Esta clase de algoritmos muestra una alta eficiencia computacional en redes de alta escala administradas con el paradigma centralizado. Sin embargo, aún hay que hacer trabajo para reducir la dependencia de los grupos de computadoras paralelizadas y dependientes de canales de comunicaciones sincronizados de alta velocidad.

La cuarta clase de algoritmos considerados aquí incluyen las técnicas de descentralización basadas en la cooperación de varias unidades de procesamiento distribuidas en diferentes regiones

físicas sobre la microred. En [96] se propone una versión asíncrona y distribuida de ADMM para resolver problemas de optimización sobre una red de computadoras en estrella. En [97], un problema de flujo óptimo de potencia se formula y resuelve por unidades de control distribuidas en un marco de trabajo modular. En este caso se enfatiza la ausencia de necesidad de sistemas de computadoras paralelizadas para estas unidades. La adopción de un marco de trabajo modular también está presente en [98] donde se presenta un algoritmo PSO para resolver cooperativamente problemas generales de optimización. Estos algoritmos comparten entre varias unidades de cómputo la variable de optimización y ejecutan un algoritmo de consenso para cada paso. En [99], se emplea un algoritmo de control óptimo distribuido basado en neurodinámica (*Neurodynamic-Based Distributed Optimal Control Algorithm*) para la optimización de la operación económica de un sistema multi-energético de calor, potencia eléctrica y generadores convencionales. En [100], se emplea un algoritmo mejorado del método de coordenadas descendientes en un modelo multicapa que coloca a los agentes de procesamiento en el mismo lugar físico que los nodos de potencia. En esta clase, se han realizado trabajos para reducir la necesidad de emplear sistemas de computadoras paralelizados y altamente sincronizados. En consecuencia, estos algoritmos simplifican la implementación de sistemas de administración y habilitan la integración de DEM. Además, se ha incrementado la consideración de los los dueños de DER independientes y su participación en DEM.

La clasificación de las referencias consultadas se resume en la Tabla 1.1.

1.4. Motivación y Contribuciones

Los algoritmos de computación distribuida (tercera clase) muestran beneficios prometedores, particularmente en microredes de medio voltaje y de gran tamaño. Sin embargo, la infraestructura de computación distribuida puede ser demasiado costosa para un pequeño grupo de dueños de DERs. El paradigma de los algoritmos de la cuarta clase, asociados a la administración de energía descentralizada (DEM), pueden ayudar a incrementar la conciencia social y el interés en la administración de energía antes de hacer cualquier inversión. Además, la descentralización mantiene un nivel de jerarquía similar a la filosofía centralizada del operador o del dueño de la infraestructura física de la microred y su sentido de jefatura se preserva. Este trabajo intenta dar pasos adicionales para evitar el empleo de sistemas de cómputo potentes en el procesamiento distribuido. Pero aún más importante, se busca integrar las capacidades DEM en los controladores de DERs. Estos controladores DER habilitados con DEM podrían permitir la participación conjunta y coordinada de los operadores y los usuarios en la administración de energía de una microred.

Tabla 1.1: Comparación de los paradigmas de optimización de EMS.

Referencia	Orientación a redes de gran escala	Requiere un canal de comunicaciones	Ejecutado en computadoras poco potentes	Integración de DEM en controladores de DER	Permite la participación de independientes
<i>Clase 1</i> [85], [80], [86], [87]	✓	X	X	X	X
<i>Clase 2</i> [88], [89], [90], [91]	✓✓	✓	X	X	✓
<i>Clase 3</i> [92], [93] [94] [95]	✓✓✓ ✓✓✓ ✓✓	✓✓ ✓ ✓✓	X X ✓	X X X	X X ✓
<i>Clase 4</i> [96], [99] [97] [98] [100] Este trabajo	✓✓✓ ✓ ✓✓ ✓ ✓	✓✓ ✓ ✓ ✓ ✓	X ✓✓ ✓ X ✓✓	X ✓ X X ✓✓	X X ✓ ✓ ✓✓

X: No aplica, ✓: Bajo, ✓✓: Medio, ✓✓✓: Alto

En este trabajo de tesis, se propone la descentralización de la optimización para un EMS de una microred de bajo voltaje, basada en un marco de trabajo multi-capa para el control de los DERs. Se propone un algoritmo de optimización por enjambre de partículas modificado para ser asíncrono y descentralizado, nombrado *Decentralized Asynchronous Particle Swarm Optimization, ADPSO*. Esta solución es similar a la de [96] en el sentido de que permite que un supervisor del sistema coordine los controladores de DERs por medio de una red de comunicaciones, para cooperar en la búsqueda de la solución de optimización de EMS. De forma similar, se continúa con la propuesta de marco de trabajo modular de [97, 98].

En la propuesta de ADPSO, la búsqueda de solución requiere sólo el intercambio de la variable de estado entre agentes y el supervisor de manera completamente asíncrona, similar a [101].

Esto significa que no hay necesidad de sincronización entre los controladores distribuidos y el ente supervisor no necesita esperar por el progreso de cada controlador para actualizar la variable de estado. Esta característica resulta de particular relevancia pues en general acelera el proceso de optimización del EMS. Además, este comportamiento asíncrono distingue este trabajo de otros donde al menos un parámetro adicional a la variable de estado debe mantenerse sincronizado entre todos los controladores distribuidos [93, 94, 99].

Adicionalmente, la operación colaborativa del algoritmo ADPSO, permite la reducción de la población del enjambre de partículas, lo que implica menores evaluaciones de las funciones objetivo de optimización en cada agente. Ello permite una falta de necesidad potencial del empleo de computadoras potentes similar a lo propuesto en [97], pero diferente a la mayoría de otros algoritmos DEM consultados. De todo lo anterior, se espera favorablemente una integración de DEM en los controladores DER. Una referencia a estas contribuciones se establece en la comparativa de la Tabla 1.1.

1.5. Propuesta y Objetivos

1.5.1. Hipótesis

Si a las interfaces de electrónica de potencia de cada DER de una microred se les proporcionan referencias de generación optimizadas por un EMS descentralizado basado en el algoritmo ADPSO, y si los controladores de esas interfaces se diseñan para reproducir fielmente la dinámica de esas referencias, y si la dinámica propia de la distribución de potencia en la microred forma parte del mismo proceso de optimización con ADPSO, entonces es posible diseñar un controlador integrado multicapa habilitado para DEM para cada DER con el cual al mismo tiempo que se cumplen objetivos de minimización se mantiene la dinámica de distribución de potencia dentro de rangos normados.

1.5.2. Objetivo

Validar el desarrollo de un EMS descentralizado basado en el algoritmo ADPSO y los controladores de los DERs para una microred en bajo voltaje para la minimización de costo operativo y el mantenimiento de la magnitud del voltaje.

En lo particular:

- Obtener una estrategia de diseño de un controlador local de potencias de generación óptima para la interfaz de electrónica de potencia de un DER replicable para una microred.
- Validar el algoritmo ADPSO como técnica descentralizada de optimización de potencias de generación para la minimización de costo operativo que garantice la estabilidad eléctrica de la microred.

1.5.3. Alcances y limitaciones

- Para el estudio se considera una microred en bajo voltaje en corriente alterna(480 VL-L, 60 Hz).
- Para el diseño de controladores locales de microfuelle se considera sólo la interfaz de electrónica de potencia de interconexión a la microred alimentada desde un bus de enlace de corriente directa. Se considera que este bus es constante y no necesita regulación y está alimentado desde alguna microfuelle sin especificar su naturaleza. Asimismo, los controladores se diseñan para requerir referencias de potencia activa y potencia reactiva desde el EMS distribuido.
- Para el algoritmo de EMS distribuido, se considera una microred interconectada a la red de utilidad y con generación basada en fuentes renovables (disponibilidad limitada) sin elementos de almacenamiento. Se considera además una sola carga acumulada común a toda la microred. El propósito del EMS distribuido es definir referencias de potencia activa y potencia reactiva a los controladores de microfuelle.
- Para la verificación de la operación de la microred se simula la microred, los algoritmos elegidos y la estrategia en conjunto en Matlab/Simulink.
- No se implementa un prototipo de una microred en bajo voltaje por restricciones económicas y de tiempo.
- Si fuera necesario se optará por otras alternativas de simulación a Matlab/Simulink.

Modelado de la Microred de Bajo Voltaje

2.1. Modos de Operación de la Microred

De acuerdo con la literatura, las microredes se han utilizado en diferentes escenarios [102–105]. Comúnmente hay dos modos operacionales estacionarios y dos modos operacionales transicionales como se muestra en la Fig. 2.1. Esos modos se describen a continuación:

- Modo interconectado a red. La microred está eléctricamente conectada con la red de utilidad. La función de la interface es alimentar potencia activa, P , potencia reactiva, Q o ambas. Dado que el bus se mantiene por la red de utilidad las interfaces de potencia de los DERs no necesariamente necesitan regular el voltaje en el bus en el que están conectadas.
- Modo aislado de la red. La microred no está conectada a ninguna red externa. La función principal de la interfaz de potencia es asegurar el balance de potencia entre la generación y el consumo locales. Aquí, es obligatorio implementar capacidades de regulación de voltaje en las interfaces de potencia de los convertidores de los DERs.
- Modo de formación de isla. Este modo se caracteriza por las operaciones necesarias para arreglar y conformar una microred estable y aislada que se pueda operar durante un periodo de tiempo finito. Cuando estas operaciones se llevan a cabo con una discontinuidad finita en el servicio a las cargas, se refiere como un modo de formación de isla en transferencia, de otra manera se refiere como un modo de formación de isla fluida.

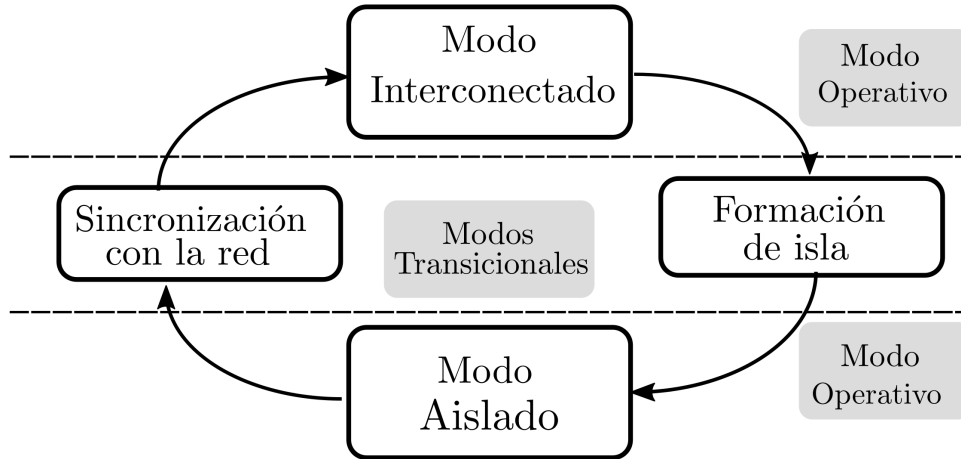


Figura 2.1: Modos operativo y transicional de la operación de una microred.

- Modo de sincronización con la red. Ese es el mundo donde la microred se sincroniza y realiza un ajuste de impedancias con una red de potencia de mayor nivel dentro de un período finito de tiempo. La meta es alcanzar el modo de interconexión con esa red.

2.1.1. Comportamiento de las Interfaces de Electrónica de Potencia

La principal función de un DER en una microred se determina por el comportamiento de su interfaz de electrónica de potencia (PEI). De acuerdo a la Fig. 2.2 ese comportamiento puede clasificarse como [20]:

- Unidades formadoras de red. Los DERs se comportan como fuentes de voltaje. Estas unidades regulan activamente la magnitud y la frecuencia del voltaje en el bus de una microred donde la PEI esté conectada. Debe haber suficiente capacidad de energía disponible, de manera que se compensen las fluctuaciones de voltaje así que esas unidades usualmente incluyen alguna forma de almacenamiento de energía. Son particularmente útiles cuando se aplican en microredes aisladas.
- Unidades alimentadoras de red. Los DERs se comportan como fuentes de corriente. Estas unidades se diseñan para proveer potencia activa o reactiva en los alimentadores de la microred. Son útiles en microredes interconectadas a otras redes ya que proveen potencia tanto a las cargas locales como a esas redes. Ya que estas unidades no regulan activamente

el voltaje en los buses, en micro redes aisladas deben utilizarse en conjunto con unidades formadoras de red.

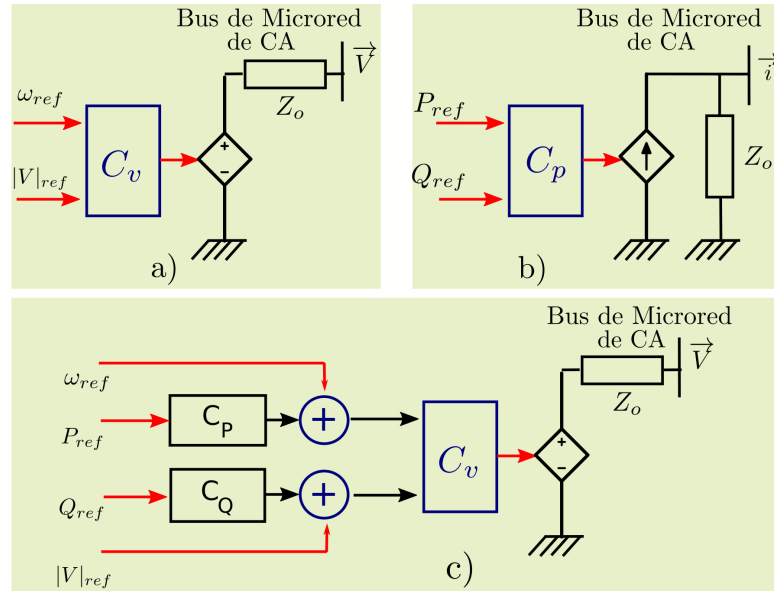


Figura 2.2: Clasificación de Recurso de Energía Distribuido (DER) por su comportamiento: a) Fuente de voltaje como unidad formadora; b) Fuente de corriente como unidad alimentadora; c) Fuente de voltaje como unidad de soporte.

- Unidades de soporte de red. Los DERs pueden alternar su comportamiento entre fuentes de voltaje o fuentes de corriente. Estas unidades proveen de cierta flexibilidad en la operación de la microred.

El componente clave de la microred es el DER y su realización física es posible mediante la PEI [18, 106]. La función de la PEI es permitir la controlabilidad de los DERs y de la microred misma [17].

Los DERs se pueden comportar como una fuente de corriente dependiente o una fuente de voltaje dependiente, como se muestra en la Fig. 2.2 de acuerdo con el control local implementado en su PEI correspondiente. El comportamiento de un DER determina la función principal que desempeñará el DER respectivo en el contexto de la micro red. Los DERs comportándose como fuente de corriente se asocian principalmente con redes interconectadas mientras que los DERs comportándose como fuentes de voltaje se asocian principalmente con redes aisladas. La Fig. 2.2 muestra que el principal componente para lograr un comportamiento deseado en el DER es el controlador de potencia, C_p , o el controlador de voltaje, C_v .

En las secciones siguientes, se presenta el análisis de los controladores internos para obtener estos comportamientos de DERs. Se mostrará que se puede emplear una estructura común y replicable para la PEI, facilitando el desarrollo de DERs en una microred.

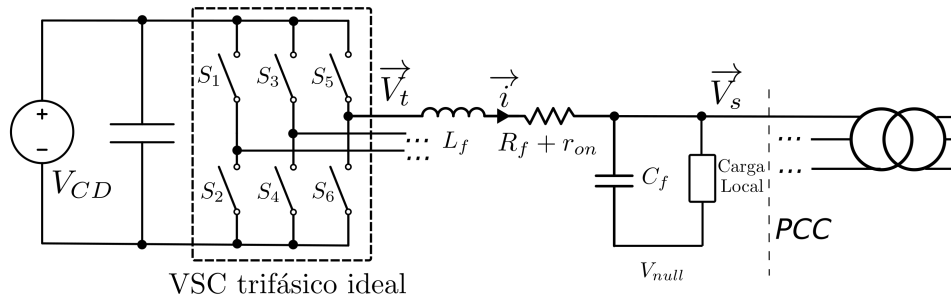


Figura 2.3: Diagrama simplificado de un convertidor de fuente de voltaje y filtro de salida LC como unidad de interfaz con una microred de bajo voltaje en CA.

2.2. Síntesis de DER Alimentador de Microred

Se han realizado investigaciones para el diseño de controladores para que el DER se comporte como unidad de alimentación o unidad formadora [17, 20, 27, 62, 105]. En general, el enfoque de la mayoría de los trabajos acerca del problema de diseño de controladores se lleva a cabo en el marco de referencia $dq0$ o en el marco de referencia $\alpha\beta0$.

En la Fig. 2.3 se muestra un convertidor de fuente de voltaje trifásico de dos niveles (VSC). Se considera para el análisis que el VSC se alimenta de una fuente de voltaje constante V_{CD} . Esto resulta importante puesto que con ello se parte de la suposición que no hay correlación entre la salida del convertidor y la naturaleza de la fuente primaria de energía (energía solar, energía eólica, etc.). Se emplea un filtro de salida LC pasivo a la salida del VSC para el filtrado de alta frecuencia en el voltaje y la corriente y también para medir la componente fundamental del voltaje y la corriente para propósitos de control. El objetivo principal del análisis que se presenta a continuación es el de obtener un comportamiento de unidad alimentadora de microred.

2.2.1. Análisis de la Corriente de Salida

Si se supone que el capacitor de salida, C_f está conectado en paralelo con la carga local del alimentador, entonces puede considerarse que C_f es parte de la carga y se puede sólo analizar

el circuito de salida en función del inductor del filtro, L_f . Con ello, las ecuaciones asociadas con la corriente de salida resultan de menor orden y facilitan el análisis. Así, la dinámica de la corriente del inductor de salida, \vec{i} , vistas en el inductor L_f de la Fig. 2.3 se pueden modelar como:

$$L_f \frac{d\vec{i}}{dt} = -(R_f + r_{on} \vec{i} + \vec{V}_t - \vec{V}_s), \quad (2.1)$$

donde \vec{i} es la corriente de salida, \vec{V}_t es el voltaje de salida en las terminales del convertidor y en el primer extremo del inductor L_f . \vec{V}_s es el voltaje en las terminales de la carga local y presente al mismo tiempo en el segundo extremo del inductor L_f . Además, R_f y r_{on} son la resistencia serie del inductor y la resistencia serie equivalente del VSC. En el marco de referencia $dq0$, la ecuación (2.1) puede modelarse como:

$$\begin{aligned} L_f \frac{di_d}{dt} &= L_f \omega(t) i_q - (R_f + r_{on}) i_d + V_{t_d} \\ &\quad - \widehat{V}_s \cos(\omega_0 t + \theta_0 - \rho), \\ L_f \frac{di_q}{dt} &= -L_f \omega(t) i_d - (R_f + r_{on}) i_q + V_{t_q} \\ &\quad - \widehat{V}_s \sin(\omega_0 t + \theta_0 - \rho(t)), \\ \frac{d\rho}{dt} &= \omega(t), \end{aligned} \quad (2.2)$$

donde ω_0 es la frecuencia angular de la componente fundamental de \vec{V}_s , \widehat{V}_s es el valor pico \vec{V}_s , θ_0 es el ángulo de fase de \vec{V}_s , ω es la frecuencia angular para el marco de referencia $dq0$ y ρ es el ángulo de fase para el marco de referencia $dq0$. Las variables i_d , i_q , V_{t_d} y V_{t_q} son las respectivas componentes directa y de cuadratura de \vec{i} y \vec{V}_t . Si se considera $\omega = \omega_0$ y $\rho(t) = \omega_0 t + \theta_0$ en (2.2), esta ecuación puede escribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} L_f \frac{di_d}{dt} &= L_f \omega(t) i_q - (R_f + r_{on}) i_d + V_{t_d} - V_{s_d}, \\ L_f \frac{di_q}{dt} &= -L_f \omega(t) i_d - (R_f + r_{on}) i_q + V_{t_q} - V_{s_q}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

2. MODELADO DE LA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

Bajo la consideración de que el voltaje \vec{V}_t se genera por una estrategia de modulación de ancho de pulso (PWM), los componentes $dq0$ de \vec{V}_t se relacionan con los índices de modulación de la forma:

$$\begin{aligned} V_{t_d} &= \frac{V_{CD}}{2} m_d(t) \\ V_{t_q} &= \frac{V_{CD}}{2} m_q(t). \end{aligned} \quad (2.4)$$

donde $m_d(t)$ y $m_q(t)$ son las componentes $dq0$ del índice de modulación PWM. Aplicando (2.4) en (2.3) se obtiene:

$$\begin{aligned} L_f \frac{di_d}{dt} &= \frac{V_{CD}}{2} m_d(t) - V_{s_d} + C_{q-d}, \\ C_{q-d} &= L_f \omega(t) i_q - (R_f + r_{on}) i_d, \\ L_f \frac{di_q}{dt} &= \frac{V_{CD}}{2} m_q(t) - V_{s_q} + C_{d-q}, \\ C_{d-q} &= -L_f \omega(t) i_d - (R_f + r_{on}) i_q. \end{aligned} \quad (2.5)$$

En (2.5), C_{q-d} y C_{d-q} representan el acoplo existente entre los componentes d y q de la corriente y su dependencia con los componentes de V_s . Para el diseño de un compensador, se puede emplear un controlador de la forma de la Fig. 2.4. Este controlador tiene el índice de modulación como salida. En este caso, $m_d(t)$ y $m_q(t)$ pueden definirse como se muestra:

$$\begin{aligned} m_d(t) &= \frac{2}{V_{CD}} (u_d + V_{s_d} - L_f \omega(t) i_q), \\ m_q(t) &= \frac{2}{V_{CD}} (u_q + V_{s_q} + L_f \omega(t) i_d). \end{aligned} \quad (2.6)$$

Sustituyendo (2.6) en (2.5):

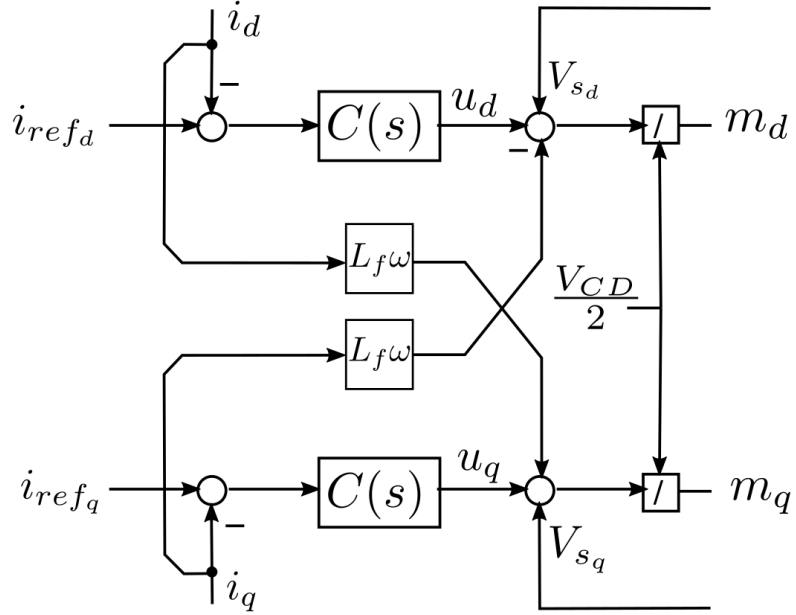


Figura 2.4: Controlador de corriente en el marco $dq0$.

$$\begin{aligned}
 L_f \frac{di_d}{dt} &= u_d - (R_f + r_{on})i_d, \\
 L_f \frac{di_q}{dt} &= u_q - (R_f + r_{on})i_q.
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

La ecuación (2.7) representa un sistema de ecuaciones lineales no acopladas donde u_d y u_q son las componentes $dq0$ de la salida del compensador. Considerando que i_d e i_q en este contexto se emplean como los parámetros de referencia de la corriente de salida, i_{ref_d} e i_{ref_q} , las funciones de transferencia del compensador son:

$$\begin{aligned}
 \frac{I_{ref_d}(s)}{U_d(s)} &= \frac{1}{L_f s + (R_f + r_{on})}, \\
 \frac{I_{ref_q}(s)}{U_q(s)} &= \frac{1}{L_f s + (R_f + r_{on})}.
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

2. MODELADO DE LA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

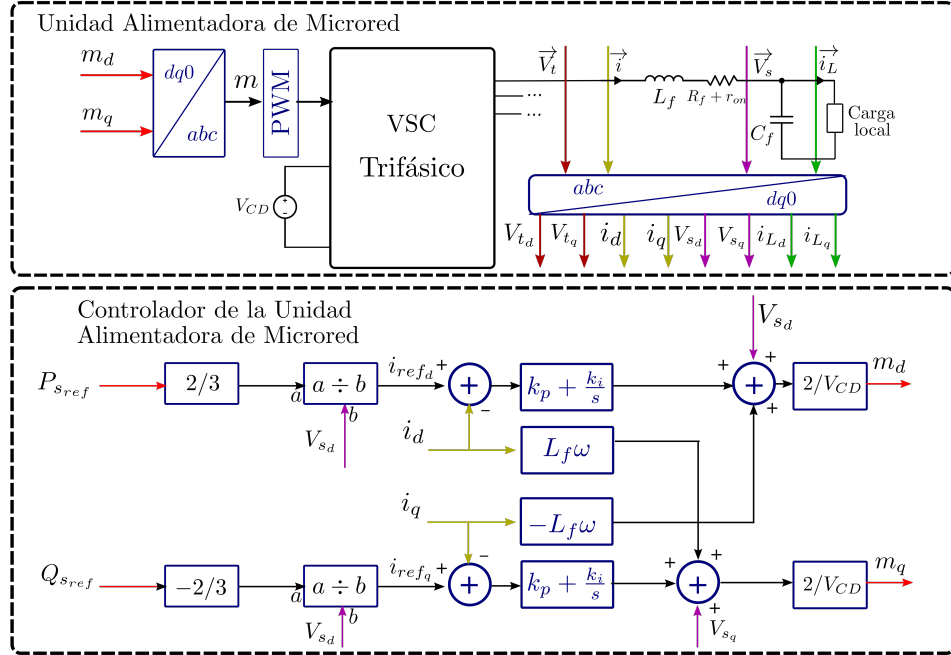


Figura 2.5: Unidad DER alimentadora de red y su controlador.

Además, se pueden establecer las componentes de la corriente i_{ref_d} e i_{ref_q} como una función de las potencias activa y reactiva de referencia, P_{s_ref} y Q_{s_ref} respectivamente, empleando:

$$\begin{aligned} i_{ref_d}(t) &= \frac{2}{3V_{s_d}} P_{s_ref}(t), \\ i_{ref_q}(t) &= -\frac{2}{3V_{s_d}} Q_{s_ref}(t). \end{aligned} \quad (2.9)$$

La estructura completa de la unidad DER alimentadora de red se muestra en la Fig. 2.5.

2.2.2. Parámetros del Compensador de Corriente

A continuación se tratará el diseño de un compensador de corriente basado en la formulación proporcional-integral (PI) y los valores conocidos de L_f y $(R_f + r_{on})$. Este compensador de

corriente está basado en la función de transferencia de (2.8) solo para la componente I_{ref_d} . El compensador se duplica para I_{ref_q} y no se desarrollará por separado. Se inicia tomando la función de transferencia de un compensador PI:

$$C(s) = k_p + \frac{k_i}{s}, \quad (2.10)$$

de manera que la función de transferencia en lazo abierto $G_{I_d}(s) = C(s) \frac{I_{ref_d}(s)}{U(s)}$ puede reescribirse como:

$$\begin{aligned} G_{I_d}(s) &= \frac{k_p + \frac{k_i}{s}}{L_f s + (R_f + r_{on})} \\ &= \left(\frac{k_p}{L_f s} \right) \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s + \frac{(R_f + r_{on})}{L_f}}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

La expresión (2.11) modela la respuesta en lazo abierto como un sistema amortiguado de segundo orden. En la aplicación de DER alimentador es deseable que esta respuesta tenga un carácter sobreamortiguado para proveer de cierto nivel de ‘inercia’ ante los cambios de nivel de potencia. Esto reduce el grado de las perturbaciones introducidas al sistema de distribución eléctrica. De tal manera, aquí se buscará reducir el orden del sistema por medio de la cancelación del cero en la posición $\frac{k_i}{k_p}$ con el polo de la posición $\frac{(R_f + r_{on})}{L_f}$ de (2.11). Al hacer esto, la función de lazo abierto queda como:

$$\begin{aligned} G_{I_d}(s) &= \frac{k_p}{L_f s}, \\ \frac{k_i}{k_p} &= \frac{R_f + r_{on}}{L_f}, \end{aligned} \quad (2.12)$$

la cual es la función de un integrador de primer orden con ganancia $\frac{k_p}{L_f}$. A partir de (2.12), la función de transferencia en lazo cerrado toma la forma de:

$$G_{I_{d_{cl}}}(s) = \frac{1}{\frac{L_f}{k_p}s + 1} = \frac{1}{\tau_i s + 1},$$

$$\tau_i = \frac{L_f}{k_p}.$$
(2.13)

La expresión (2.13) representa un sistema lineal de primer orden con un tiempo de respuesta τ_i (Fig. 2.6). El tiempo de respuesta del compensador, τ_i , se aplica aquí como un criterio de diseño. Con las expresiones anteriores, los parámetros k_p y k_i del compensador de la corriente quedan dados por:

$$k_p = \frac{L_f}{\tau_i},$$

$$k_i = \frac{R_f + r_{on}}{\tau_i}.$$
(2.14)

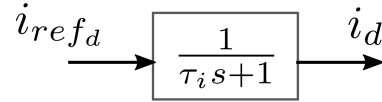


Figura 2.6: Sistema lineal equivalente del compensador de corriente.

2.2.3. Selección de Inductancia de Salida

Las funciones de transferencia del compensador (2.8) dependen de los parámetros constantes de inductancia L_f , su resistencia serie R_f y la resistencia equivalente de salida del VSC, r_{on} . En [107] se resume un procedimiento simple para la selección de la inductancia L_f . En un enfoque convencional, la inductancia puede obtenerse por:

$$L_f = \frac{V_{CD}}{24f_s \Delta i_{max}}$$
(2.15)

donde f_s es la frecuencia de conmutación del convertidor y Δi_{max} es el rizo de corriente máxima en la corriente del inductor. Considerando que en sistemas trifásicos:

$$i = \frac{S_s}{3V_s}, \quad (2.16)$$

entonces (2.15) puede reescribirse como:

$$L_f = \frac{V_{CD}V_s}{8f_s S_s x \%}, \quad (2.17)$$

donde S_s es la potencia aparente a la salida del VSC y $x\%$ es el rizo máximo de la corriente del inductor como un porcentaje de i . V_s y S_s en (2.17) son especificaciones de la aplicación mientras que f_s y $x\%$ son criterios de diseño. La magnitud de V_{CD} se debe determinar de manera que el VSC sea capaz de generar la magnitud de voltaje a la salida.

2.3. Síntesis de DER Formador de Microred

Para investigar el comportamiento de unidad formadora de red, se debe estudiar el control de voltaje del VSC. En referencia a la Fig. 2.3, se debe analizar la dinámica del capacitor del filtro de salida.

2.3.1. Dinámica del Voltaje de Salida

La dinámica del voltaje visto en las terminales del capacitor C_f , en función de los voltajes y corrientes en el marco de referencia $dq0$ se describe como sigue:

$$\begin{aligned}
 C_f \frac{dV_{s_d}}{dt} &= i_d + V_{q-d}, \\
 C_f \frac{dV_{s_q}}{dt} &= i_q - V_{d-q}, \\
 V_{d-q} &= C_f(\omega V_{s_q}) - i_{L_d}, \\
 V_{q-d} &= C_f(\omega V_{s_d}) + i_{L_q}.
 \end{aligned} \tag{2.18}$$

La expresión (2.18) sugiere que V_{s_d} y V_{s_q} pueden controlarse por los términos de corriente i_d e i_q . Resulta evidente que la dinámica de V_{s_d} está acoplada con la de V_{s_q} . Además, la existencia de los términos de corriente i_{L_d} e i_{L_q} indican que la dinámica del sistema es altamente dependiente de la dinámica propia de la carga conectada en paralelo con el capacitor del filtro de salida.

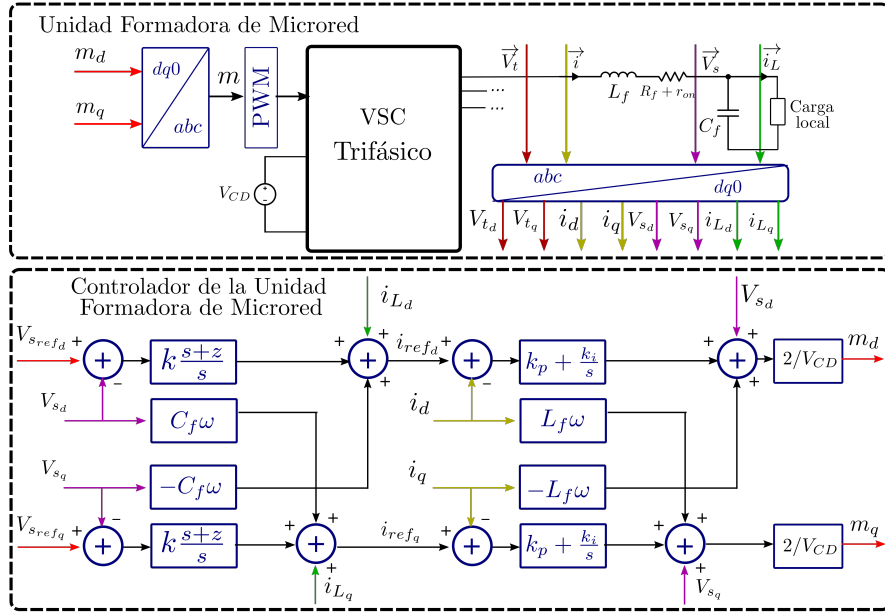


Figura 2.7: Esquema simplificado para el controlador de voltaje del DER formador de red.

En [108, 109] se sugiere una estrategia de desacoplo por compensación *feed-forward* entre V_{s_d} y V_{s_q} en cascada con otro compensador para las corrientes. La intención de esta estructura de control es la de controlar el voltaje de salida, \vec{V}_s , indirectamente a través del control de la corriente de salida, \vec{i} , vista en el inductor L_f . De tal manera, un primer compensador se encarga de desacoplar la dinámica del sistema (2.18) para generar unas componentes de

corriente i_d e i_q moduladas por la dinámica de la corriente i_{L_d} . Un segundo compensador en cascada con el anterior utiliza las componentes de corriente como referencia para que el VSC entregue la corriente solicitada. Este segundo compensador es el mismo compensador que se discutió para el DER alimentador de microred (Fig. 2.4). De esta forma indirecta, se controla el voltaje \vec{V}_s a la salida del filtro del VSC. La estructura completa para el controlador de una unidad DER formadora de red se muestra en la Fig. 2.7.

En esta estructura de control, los componentes i_d e i_q para controlar el voltaje de salida se determinan a continuación:

$$\begin{aligned} i_d &= u'_d(t) - C_f(\omega V_{s_q}) + i_{L_d}, \\ i_q &= u'_q(t) + C_f(\omega V_{s_d}) + i_{L_q}. \end{aligned} \quad (2.19)$$

Al reemplazar i_d e i_q de (2.18) en (2.19), y aplicando Transformada de Laplace para resolver las componentes $dq0$ del voltaje de salida V_s , se obtienen:

$$\begin{aligned} V_{sd}(s) &= \frac{U'_d(s)}{C_f s}, \\ V_{sq}(s) &= \frac{U'_q(s)}{C_f s}. \end{aligned} \quad (2.20)$$

2.3.2. Parámetros del Controlador de Voltaje

Se ha propuesto el empleo de compensadores PI que proporcionen las señales de control u'_d y u'_q . Estos compensadores tienen como entradas los valores de referencia de voltaje, $V_{s_{ref_d}}$ y $V_{s_{ref_q}}$. Similar al desarrollo que se hizo para el compensador de corriente, aquí se desarrollará sólo para el componente V_{s_d} considerando el compensador para la componente de cuadratura es idéntico. En relación al diagrama de la Fig. 2.8, la función de transferencia de la ganancia de lazo está dada a continuación:

$$\frac{V_{sd}}{V_{s_{ref_d}}}(s) = \frac{k}{C_f \tau_i} \cdot \frac{s + z}{s + 1/\tau_i} \cdot \frac{1}{s^2}. \quad (2.21)$$

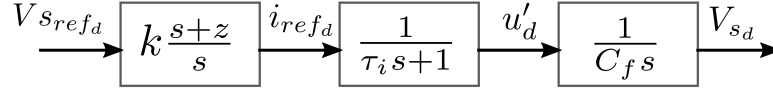


Figura 2.8: Diagrama de lazo de control de voltaje.

Para (2.21), se denota a la frecuencia de corte como ω_c y se denota al margen de fase como δ_c . La frecuencia ω_c y el ángulo δ_c se relacionan con la posición del cero, z , de acuerdo con lo siguiente:

$$\begin{aligned} z &= \frac{1 - \sin(\delta_c)}{\tau_i(1 + \sin(\delta_c))}, \\ \omega_c &= \sqrt{\frac{z}{\tau_i}}, \end{aligned} \quad (2.22)$$

y en consecuencia:

$$k = C_f \omega_c. \quad (2.23)$$

El margen de fase se convierte en una especificación de diseño. La ganancia del controlador de voltaje es una función tanto del margen de fase especificado como del tiempo de respuesta del VSC controlado por corriente, τ_i .

2.3.3. Selección de la Capacitancia de Salida

Al permitir que el capacitor del filtro de salida, C_f , disipe una fracción de la magnitud de la potencia aparente de salida, $y\% |S_s|$, la capacitancia C_f podría especificarse con:

$$C_f = \frac{y\% |S_s|}{2\pi f_{grid} |V_s|^2}. \quad (2.24)$$

Así, la capacitancia de salida depende de las especificaciones de la aplicación, S_s , V_s y f_{grid} . Asimismo, $y\%$ se interpreta como un criterio de diseño.

2.4. Desviación de Voltaje en Alimentadores debido a DERs

El control del voltaje en los alimentadores de una microred es uno de los retos técnicos más valiosos y es uno de los requerimientos operacionales básicos en cualquier sistema de potencia eléctrica. El problema de los límites en el perfil de voltaje de los buses de una micro red se debe principalmente a la penetración de los DERs y a la impedancia de característica de los alimentadores donde estos DERs están conectados [110]. El impacto es más serio cuando unidades grandes se conectan cerca de alimentadores con poca carga. En general, eso está relacionado con el hecho de que los DERs interconectados están fuera de las consideraciones de diseño original de una red existente.

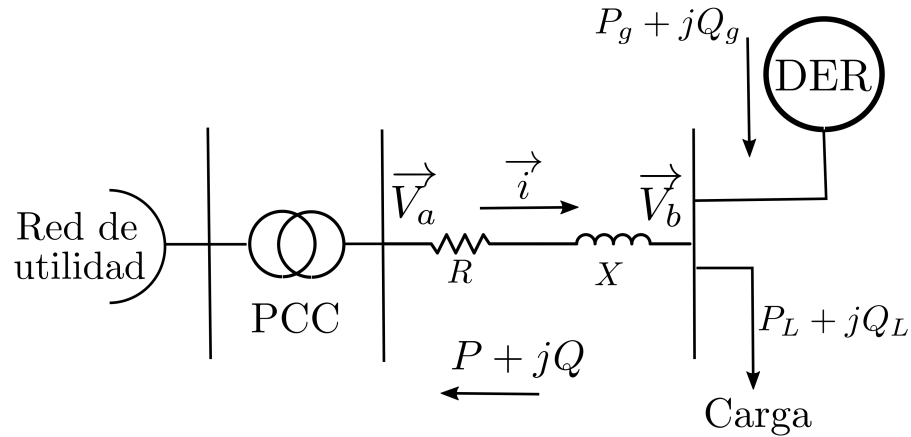


Figura 2.9: Alimentador de Distribución con DER.

La caída o el incremento de voltaje en los alimentadores se debe a la impedancia de sus conductores, el flujo de corriente y la carga y generación locales conectados a cada alimentador. Se ha investigado distintos análisis matemáticos de las variaciones de voltaje debidas a la interconexión de generación distribuida. En referencia a la Fig. 2.9, la máxima potencia que se puede acomodar en un alimentador con DERs se puede explicar a partir del siguiente análisis:

$$\vec{V}_a = \vec{V}_b + \vec{i} (R + jX), \quad (2.25)$$

2. MODELADO DE LA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

donde R_{ab} y X_{ab} son la resistencia y reactancia de la línea de distribución del alimentador, respectivamente. La corriente compleja, \vec{i} , está dada por:

$$\begin{aligned} P + jQ &= \vec{V}_a \vec{i}^*, \\ \vec{i} &= \frac{P - jQ}{\vec{V}_a}. \end{aligned} \quad (2.26)$$

Al sustituir (2.26) en (2.25) se obtiene:

$$\begin{aligned} \vec{V}_a &= \vec{V}_b + \frac{P - jQ}{\vec{V}_a} (R_{ab} + jX_{ab}), \\ \vec{V}_a &= \vec{V}_b + \frac{PR_{ab} + QX_{ab}}{\vec{V}_a} + j \frac{PX_{ab} - QR_{ab}}{\vec{V}_a}, \end{aligned} \quad (2.27)$$

la cual es una expresión que muestra que los voltajes en los extremos a y b del alimentador sólo son iguales si no existe potencia activa ni reactiva fluyendo en la línea de distribución. La expresión (2.27) sirve para identificar que el flujo de potencia en un alimentador es el causante principal de la desviación de voltaje en los extremos de una línea de distribución. Esto indica que en el contexto de microredes con DERs alimentadores y DERs formadores es necesario controlar o incluso limitar la magnitud de la potencia generada ($P_g + jQ_g$ en la Fig. 2.9) de forma de mantener la desviación de voltaje contenida a límites operativos adecuados.

La ecuación (2.27) puede simplificarse bajo las siguientes consideraciones:

$$\begin{aligned} \vec{V}_a &= 1e^{j0} = V_{apu}, \\ V_{bpu} &= \frac{\vec{V}_b}{V_{apu}}, \\ \frac{PX_{ab} - QR_{ab}}{\vec{V}_a} &\approx 0, \\ P &= P_g - P_L, \\ Q &= \pm Q_g - Q_L, \end{aligned} \quad (2.28)$$

de forma que puede reescribirse como:

$$V_{apu} \approx V_{bpu} + (P_g - P_L)R_{ab} + (\pm Q_g - Q_L)X_{ab}, \quad (2.29)$$

donde V_{apu} y V_{bpu} son las magnitudes de voltaje en los extremos de envío y recepción del bus en valores por unidad (pu), respectivamente; P_g y Q_g son la potencia activa y reactiva que genera la unidad DER y P_L y Q_L son las potencia activa y reactiva demandada por la carga.

Con esa expresión se pueden identificar dos escenarios de peor caso:

1. La condición de carga pico y generación mínima resulta en la mayor caída de voltaje. La caída de voltaje en el alimentador en este escenario no debe de ser menor que el límite mínimo de voltaje permitido.
2. La condición de carga mínima y generación máxima resultan en el mayor incremento de voltaje en el alimentador. Debe cuidarse que este incremento no sea mayor que el límite máximo de voltaje permitido.

En ese sentido, la adición de DERs alimentadores o DERs formadores de red presenta el reto de que, invariablemente, se crean desviaciones en el voltaje de los buses de la microred. Una respuesta natural para lidiar con la desviación de voltaje producto de la penetración de los DERs es la de implementar una reconfiguración de la red de distribución, por ejemplo cambiando los parámetros R_{ab} y X_{ab} de la línea de distribución o agregando nuevos alimentadores. Sin embargo, esto no siempre es posible o práctico dependiendo de las circunstancias técnicas o económicas presentes.

Otra opción para mantener la regulación de voltaje en los buses de la micro red sin requerir una reconfiguración física es por medio de un control adecuado de la potencia inyectada por los DERs en los buses. Se debe hacer una selección adecuada de la potencia inyectada al bus en presencia de potencia demandada por las cargas presentes. En una micro red, donde podría haber un número significativo de buses con DERs de diferente naturaleza, diferentes perfiles operacionales y de costos, esta selección de potencias es una tarea desafiante. Para ello como se ha mencionado, la inyección de potencia se debe especificar por un EMS que tiene la tarea de determinar las referencias de potencia activa reactiva para los DERs en una microred donde se cumpla con los límites de voltaje normados.

2.5. Relación del Modelado con la Administración de Energía

En el estudio del análisis y diseño de un EMS, varios reportes de la literatura científica se concentran primordialmente en los aspectos algorítmicos de la administración. Además, en ciertos casos, tampoco se hace referencia a los fenómenos que involucran perturbaciones como podría ser el fenómeno de desviación de voltaje en la red de distribución. Aunque ello es válido en el contexto de difusión de los avances sobre EMS, podría dar una equivocada impresión de que estos aspectos algorítmicos fueran aplicables hacia todos los convertidores electrónicos de potencia y a todos los tipos de redes eléctricas.

En este trabajo se coincide en que no es primordialmente necesario conocer el funcionamiento interno de los controladores y los convertidores electrónicos de potencia para estudiar en EMS. Incluso se coincide con que las PEIs pueden sintetizarse empleando interfaces y controladores distintos a los que se desarrollaron en este capítulo. Si se reconocen las diferencias tanto del control como de la operación de las unidades formadoras y las unidades alimentadoras de microred, entonces se cuenta con información adicional e importante para construir el modelo de microred para la optimización de un EMS.

En este Capítulo, se ha estudiado el modelado de una microred de bajo voltaje. Particularmente, se desarrolló acerca del comportamiento de la interfaz de electrónica de potencia (PEI) que se emplea para interconectar cada fuente de energía eléctrica primaria con el resto de la microred. Además, se presentó la problemática de la desviación de voltaje en alimentadores como consecuencia de integrar generación distribuida en la microred. Se han establecido los siguientes resultados:

- En una microred con unidades formadoras, las PEIs participan activamente en la regulación de voltaje en los nodos de la microred pero al mismo tiempo *compiten* contra la dinámica de la desviación de voltaje en los alimentadores, lo que restringe en cierto grado los parámetros controlables por parte del EMS.
- En el caso de una red con unidades alimentadoras, las PEIs no participan activamente en la regulación del voltaje en los nodos, lo que en consecuencia otorga mayor responsabilidad del control del flujo de potencia al EMS.
- Se podría implementar las unidades alimentadoras y unidades formadoras de baja potencia para microredes de bajo voltaje con convertidores de fuente de voltaje.

En el Capítulo siguiente se desarrollará la propuesta de un sistema de Administración de Energía Descentralizada (DEM) cuyo modelo de optimización considera tanto el comporta-

miento de los DERs como el problema de desviación de voltaje en los nodos de la microred. Esto será evidente en el planteamiento de un marco de trabajo multicapa donde las primeras dos capas refieren al nivel físico (la interfaz del convertidor junto con la estructura física de la microred) y al nivel de control (los controladores locales que regulan el comportamiento formador o alimentador del DER).

Capítulo 3

Sistema de Administración de Energía Descentralizado (DEM)

En este capítulo se desarrolla la propuesta principal de esta tesis. En las secciones siguientes se describe una arquitectura multi-capa para administración de energía descentralizada (DEM) de la generación de DERs en una microred de bajo voltaje. Se describe adicionalmente el algoritmo *asynchronous decentralized particle swarm optimization* (ADPSO) propuesto como método de solución de problemas de optimización de DEM.

3.1. Arquitectura del Sistema DEM

La propuesta de arquitectura para DEM que se propone es una extensión del marco de trabajo multi-capa de trabajos similares [97, 98]. En este trabajo de tesis, el marco de trabajo de referencia se muestra en la Fig. 3.1. En este marco de trabajo, se considera que cada DER tiene un controlador modular que consiste de tres capas:

- Capa de componente. Refiere a la interfaz física hacia la microred, al convertidor de electrónica de potencia o PEI al que se ha hecho referencia en la Sección 2.1.1.
- Capa de control. Donde se controla la operación de la interfaz física. Refiere a sistemas como los descritos en la Sección 2.2 y en la Sección 2.3.

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

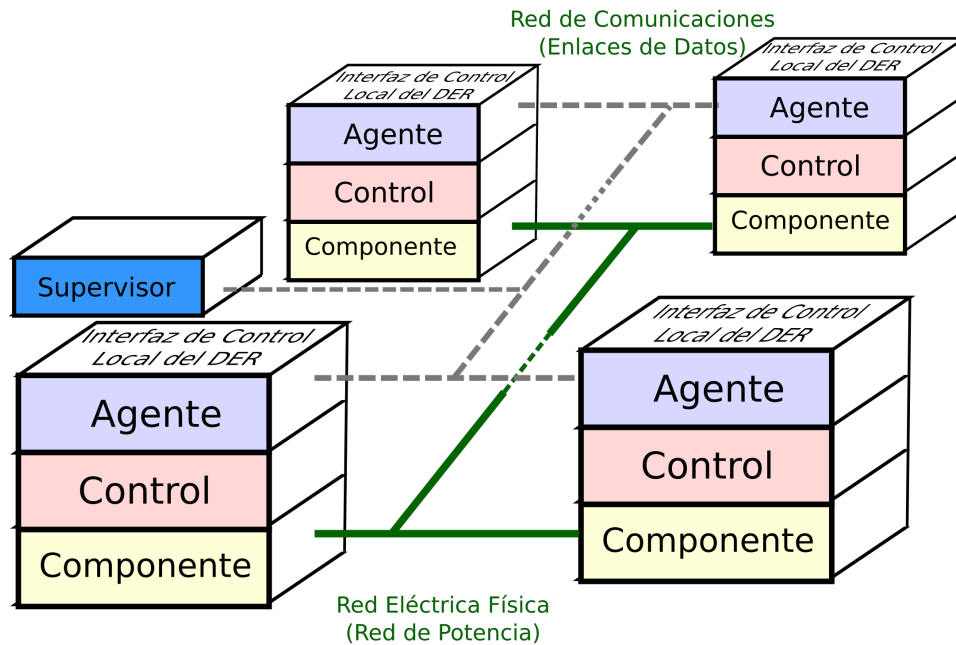


Figura 3.1: Marco de trabajo multi-capa de referencia para un EMS descentralizado.

- Capa de agente. Es la capa donde las señales de referencia para la capa de control se determinan con propósitos de administración de energía.

En esta propuesta de marco de trabajo, cada DER de la microred realiza las funciones de DEM. Particularmente, la capa de agente es la capa que provee la descentralización de la administración de energía al mismo tiempo que es supervisada por una unidad central de supervisión.

Una microred que emplea el marco de referencia multi-capa mencionado se muestra en la Fig. 3.2. De acuerdo a la Fig. 3.2, los parámetros eléctricos se miden en los buses eléctricos de la microred (magnitud y frecuencia del voltaje, potencias activa y reactiva) para después transmitirse a una unidad de generación de pronósticos (*Forecast Generation Unit*, FGU). Esta FGU realiza la tarea de construir perfiles estimados para la generación de DERs, la demanda de las cargas, las pérdidas de la microred y otra información [111, 112]. Estos perfiles a continuación se transmiten por medio de una unidad supervisora de comunicaciones (*Communications Supervisor Unit*, CSU) al módulo de capa de agente de cada controlador de DER de la microred. Como se ha mencionado, en la capa de agente se determinan las señales de referencia para la capa de control local. Como consecuencia de este proceso de transferencia y procesamiento de

información, cada módulo de capa de agente generará las referencias para sus propios módulos de capa física y de control.

El propósito de la propuesta en este capítulo es la de proveer de un algoritmo de optimización que emplee los recursos del canal de comunicaciones y la potencia computacional distribuida de los módulos de capa de agente integrados en los controladores de los DERs. Se busca que el algoritmo provea de referencias optimizadas para cumplir un objetivo de optimización prescrito, sujeto a la disponibilidad del recurso energético que haya pronosticado la FGU y transmitido la CSU. Además, esta optimización debe estar sujeta a las restricciones de operación segura y confiable de la microred.

Cabe mencionar que para la implementación de una FGU se pueden emplear técnicas variadas que emplean la estadística o ciertas técnicas de inteligencia artificial [113, 114] cuyos detalles no serán desarrollados aquí. La CSU puede ser un servidor de datos de complejidad variable que emplee un protocolo de comunicaciones privado o abierto sobre una red física [115]. En lo sucesivo, se dará énfasis a la formulación y solución descentralizada del problema de agenda y flujo de potencia óptimos.

3.2. Formulación del Sistema DEM

3.2.1. Consenso en Equipos Multiagente

3.2.1.1. Equipos Multiagente

El algoritmo de esta sección se inspira en el algoritmo de [116, 117], el cual se propuso para la búsqueda de soluciones consensuadas para problemas complejos en ambientes distribuidos. Se comenzará por suponer un conjunto de agentes $\Omega = \{g = 1, \dots, N\}$, donde N es el número de agentes. Las ecuaciones dinámicas de cada agente están dadas por:

$$\begin{aligned} \dot{X}_g &= A_g X_g + B_g u_g \\ Y_g &= C_g X_g, \end{aligned} \tag{3.1}$$

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

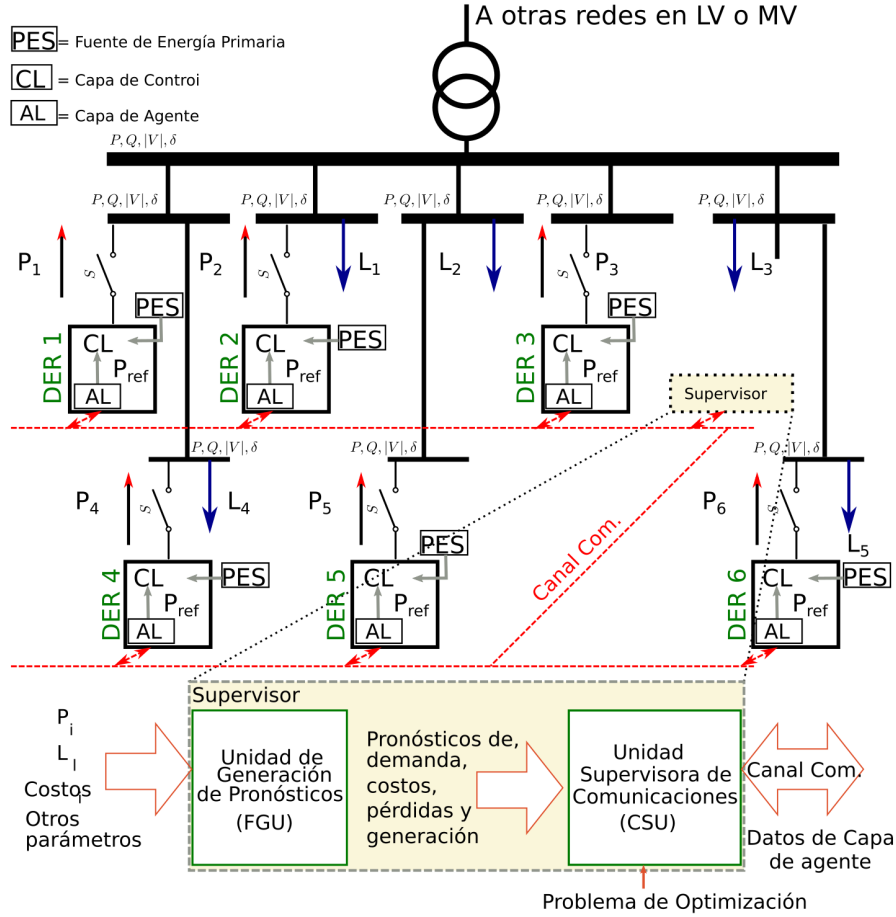


Figura 3.2: Concepto de microred con marco de trabajo de EMS descentralizado.

donde $X_g \in R^o$ denota al vector de estado, $u_g \in R^p$ es el vector de entradas, y $Y_g \in R^q$ es el vector de salidas del agente $g \in \Omega$. Las variables o , p y q denotan las dimensiones de los vectores. El conjunto completo de todos los vectores se obtiene de la concatenación de los mismos:

$$\begin{aligned}
 X_{N \times o} &= \left[(X_1)^T \dots (X_N)^T \right]^T \\
 u_{N \times p} &= \left[(u_1)^T \dots (u_N)^T \right]^T \\
 Y_{N \times q} &= \left[(Y_1)^T \dots (Y_N)^T \right]^T
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Las matrices A_g , B_g , y C_g en (3.1) se definen a continuación:

$$\begin{aligned}A_g &= \text{diag}\{A_1, \dots, A_N\} \\B_g &= \text{diag}\{B_1, \dots, B_N\} \\C_g &= \text{diag}\{C_1, \dots, C_N\}\end{aligned}\tag{3.3}$$

3.2.1.2. Conjunto Vecindad y Estructuras de Información

Si se llama conjunto vecindad, N_g , al conjunto de agentes para los cuales cualquier agente puede intercambiar información, entonces a dos agentes cualesquiera, denotados g y h , les corresponden dos nodos conectados en el grafo de red y tienen un enlace directo o indirecto para transferir su estado y los vectores de estado. Esto se expresa como:

$$\begin{aligned}\forall g &= 1, \dots, N, \\N_g &= h = 1, \dots, N | g \neq h; (g, h) \in E,\end{aligned}\tag{3.4}$$

donde E es el conjunto de aristas correspondiente al grafo de la red de comunicaciones entre los agentes.

3.2.1.3. Definición de Consenso

La cooperación y coordinación que se buscan para la búsqueda de soluciones consensuadas, requiere que cada miembro de Ω sea consciente del vector de estado de salidas común. En consecuencia, cada miembro se tiene que comunicar con cada uno de los demás. Si los agentes de un conjunto de agentes colaboran para resolver un problema, se dice que alcanzan un consenso cuando sus vectores de salida convergen al mismo valor o estado de consenso. A este estado al cual convergen todos los agentes se le refiere como el estado de consenso. Se presenta aquí una definición formal para clarificar el concepto de consenso.

Definición 3.2.1. En una red de sistemas multiagente que consiste de nodos denotados por g , y gobernados por la dinámica de grupo $\dot{X}_g = f(X_g)$, $X_{N \times o} = \left[(X_1)^T \dots (X_N)^T \right]^T$, un protocolo resuelve asintóticamente el problema de consenso, o es un protocolo de consenso, sí y sólo sí

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

existe un vector X_g^* de equilibrio asintóticamente estable que satisface $X_g^* = X_{sol}$ para todos los nodos g . Así, X_g^* es el estado estable de X_g y X_{sol} es el valor final de convergencia de X_g .

Dado que la arquitectura multi-capa descentralizada que se ha propuesto tiene un agente en cada controlador de DER de la microred, la meta principal del algoritmo de este capítulo es la de alcanzar un estado de consenso en cada módulo de capa de agente en los DERs de la microred. Asimismo, el estado de consenso para el problema DEM sería el conjunto de referencias de potencia para los módulos de capa de control de los DERs.

3.3. Algoritmo PSO Asíncrono Descentralizado

El algoritmo PSO es un algoritmo de optimización bien conocido y se encuentran diferentes implementaciones en la literatura acerca de la optimización de EMSs. En la implementación usual, el algoritmo se ejecuta en una computadora central lo que funciona muy bien para la operación centralizada de administración de energía. Para otros casos, como el problema descentralizado planteado en este trabajo, se requieren modificaciones al algoritmo PSO original de modo que se alcance una optimización adecuada y para evitar incrementos en la cantidad de procesamiento computacional y en el tiempo consumido.

Aquí se ha propuesto una implementación cooperativa simultánea del algoritmo esperando mejorar la velocidad de convergencia en la búsqueda de optimización, reducir el número de partículas necesarias en el enjambre y mejorar la optimalidad de la solución. El algoritmo de operación del PSO asíncrono descentralizado (APSO) propuesto se muestra en la Fig. 3.3.

Tal como en el algoritmo PSO, ADSPO se basa en la expresión del movimiento en k iteraciones de partículas virtuales representadas por sus posiciones y velocidades. Sea $x_j(k)$ la estimación de la posición de la j -ésima partícula en la iteración k y sea $x_{j_{best}}(k)$ la mejor posición alcanzada por una partícula j desde el inicio de la ejecución a la iteración actual; por otro lado, sea $g_{best}(k)$ la mejor posición alcanzada para el enjambre local del agente g . El valor de $g_{best}(k)$ está dado por:

$$g_{best}(k) = \arg \min \{ f(g_{best}(k-1)), f(x_{j_{best}}(k)), h_{best}(k) \}, \quad (3.5)$$

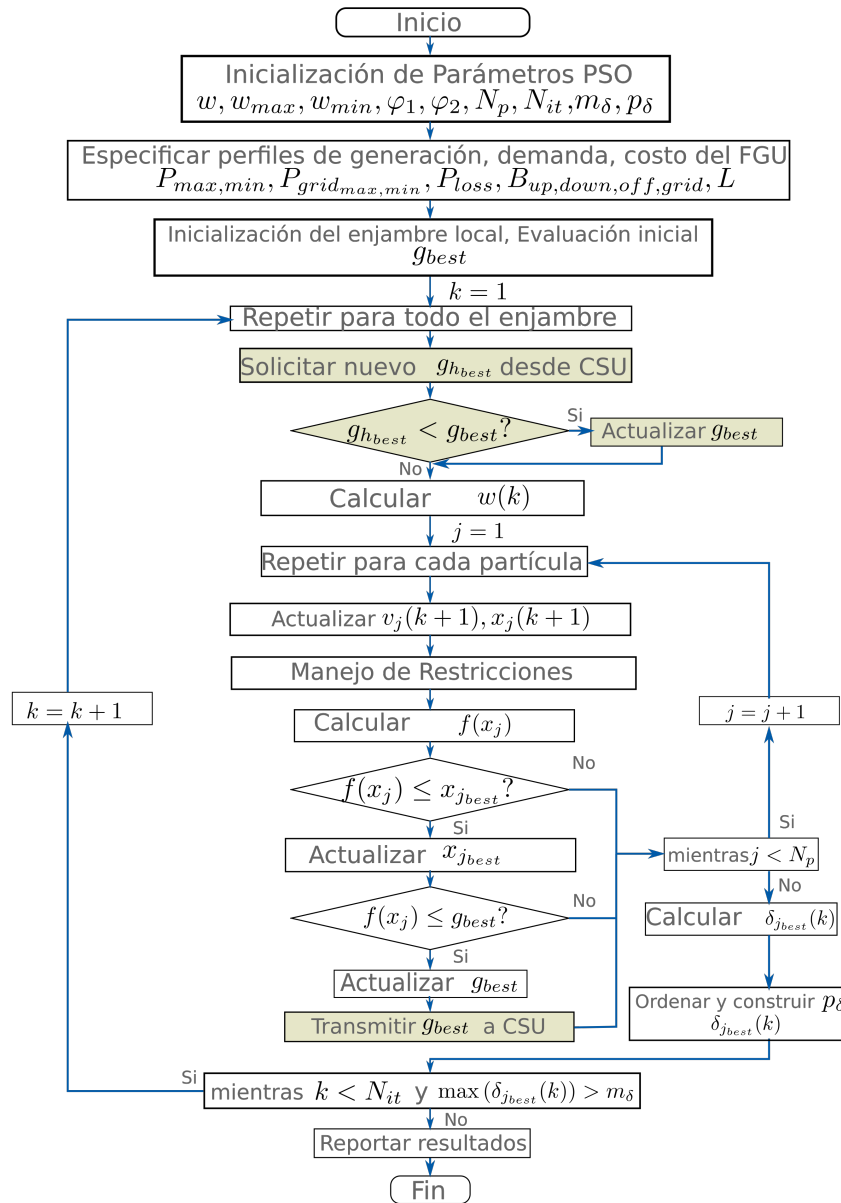


Figura 3.3: Algoritmo de operación PSO asíncrono descentralizado.

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

donde:

$$h_{best}(k) = \min [g_{best}(k)]_h, \quad h \in N_g, \quad (3.6)$$

es la mejor posición del conjunto vecindad del agente g hasta la k -ésima iteración. La Ecuación (3.5) establece que la mejor posición actual en el enjambre local, $g_{best}(k)$, es el valor mínimo entre: el mejor valor de la iteración previa, $g_{best}(k-1)$; la mejor posición de la partícula local j , $x_{j_{best}}(k)$; y la mejor posición actual del conjunto vecindad, $h_{best}(k)$. Así, la actualización dinámica de las velocidades y posiciones de las partículas está dada por:

$$\begin{aligned} v_j(k+1) &= w(k)v_j(k) + \varphi_1^i(k)(x_{j_{best}}(k) - x_j(k)) \\ &\quad + \varphi_2^j(k)(g_{best}(k) - x_j(k)) \\ x_j(k+1) &= x_j(k) + v_j(k+1) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Los coeficientes $w(k)$ en (3.7) representa un factor inercial para la velocidad en la k -ésima iteración. En el desarrollo que se presenta, $w(k)$ se actualiza de manera linealmente decreciente entre los límites w_{min} y w_{max} :

$$w(k) = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{N_{it}} \times k. \quad (3.8)$$

Para representar los componentes cognitivos y sociales del comportamiento del enjambre, los coeficientes $\varphi_1^j(t) \in [0, \bar{\varphi}_1]^n$ y $\varphi_2^j(t) \in [0, \bar{\varphi}_2]^n$ en (3.7) son coeficientes de aprendizaje para cada partícula y para el enjambre, respectivamente.

En este trabajo se considera a la *diversidad* de la población del enjambre de partículas como criterio de terminación de la ejecución. En este contexto, si la diversidad es baja, es decir, si las posiciones de las partículas son cercanas entre sí, el algoritmo considera que se ha alcanzado la convergencia a un estado de consenso. Adicionalmente, se propone el empleo de un criterio de distancia máxima con umbral para reducir el esfuerzo computacional del cálculo de diversidad.

Para cuantificar la diversidad bajo el criterio de distancia máxima con umbral, primero se calcula la distancia entre la evaluación de $x_{j_{best}}(k)$ de cada partícula y la evaluación de $g_{h_{best}}(k)$:

$$\delta_{j_{best}}(k) = f(x_{j_{best}}(k)) - f(g_{h_{best}}(k)). \quad (3.9)$$

Después, las partículas se ordenan por distancia y se selecciona un conjunto de las partículas con menor distancia de tamaño p_δ . La optimización se detiene si la distancia máxima de las partículas de ese conjunto está por debajo de un valor de umbral m_δ . El tamaño del conjunto de medición de distancia p_δ no debiera ser muy pequeño para asegurar una detección confiable de la convergencia ni muy grande para evitar el desperdicio de recursos computacionales.

La naturaleza descentralizada de ADPSO se basa en la interacción de la CSU con los módulos de capa de agente en cada DER, como se mencionó en la Sección 3.1. El papel principal del CSU es el de iniciar la ejecución del algoritmo de optimización, almacenar las actualizaciones de $g_{h_{best}}(k)$ que se obtienen del progreso de la ejecución en los agentes distribuidos y proveer ese mejor valor global a los agentes que lo soliciten. Por otro lado, los módulos de capa de agente tienen la función de realizar las actualizaciones dinámicas de posición y velocidad de sus respectivos enjambres locales y de enviar una actualización del valor $g_{h_{best}}(k)$ hacia el CSU, cuando resulte necesario. Como lo único que se transmite hacia o desde el CSU con los agentes distribuidos es el término $g_{h_{best}}(k)$ y dado que este término es clave para el cálculo de la diversidad del enjambre de (3.9), no es necesario transmitir ningún parámetro adicional para la ejecución y detención del algoritmo. De esta manera se cuenta con un criterio único para la detención de la ejecución del algoritmo.

De acuerdo con la Fig. 3.3, se ejecutan las interacciones mencionadas entre la CSU y los módulos de capa de agente en dos momentos del flujo. El primer momento ocurre al inicio de cada iteración en la actualización dinámica de las partículas del enjambre local. En ese momento, cada agente solicita al CSU el vector $g_{h_{best}}(k)$ que tenga almacenado y, si su valor representa una mejor posición de la que tiene registro en ese momento, entonces actualiza su mejor posición local, g_{best} . El segundo momento ocurre cuando cualquier partícula de cualquier agente obtiene una mejor evaluación que la mejor evaluación global. En tal caso, el agente responsable actualiza su mínimo local de modo asíncrono y envía un mensaje de difusión del nuevo $g_{h_{best}}(k)$ hacia el CSU. A medida que la ejecución de ADPSO continúa, todos los vectores de estado $X_{N \times o}$ de los módulos de capa de agente distribuidos convergen al mismo valor, el valor de $g_{h_{best}}(k)$, y se obtiene la solución dinámica del problema de optimización. En otras palabras, se obtiene un estado de consenso empleando ADPSO para la participación colaborativa y cooperativa de los módulos de capa de agente en los controladores de los DERs de la microred.

Finalmente, se obtiene una contribución al DEM de microredes de bajo voltaje con este enfoque. Las características del algoritmo ADPSO son simples de implementar. Además, el algoritmo tiene una complejidad baja y requiere pocos recursos computacionales por lo que los módulos de capa de agente pueden implementarse con procesadores de capacidad de procesamiento limitada. En la sección siguiente se formula un problema de optimización de la agenda y flujo de potencia en una microred de bajo voltaje para ser resuelto en el contexto DEM con ADPSO.

3.4. Definición del Problema de Administración

Una solución para el problema de la agenda y flujo de potencia óptimos es aquella que busca en conjunto de referencias de potencia para cada DER en la microred. En este sentido, en el fondo, la solución de la administración de energía es la solución de un problema de optimización. Iniciando con la definición general de un problema de optimización:

$$\begin{aligned} & \underset{X}{\text{mín}} f(X) \\ & \text{subject to:} \\ & \mathbf{g}(X) \leq \mathbf{b}, \\ & \mathbf{h}(X) = \mathbf{d}, \\ & X \in [X_L, X_U], \end{aligned} \tag{3.10}$$

donde $f(X)$ es la función objetivo para la cual debe obtenerse el valor mínimo de la variable de estado, X_L y X_U son los límites inferior y superior de la variable de estado, respectivamente; y $\mathbf{g}(X)$ y $\mathbf{h}(X)$ son, respectivamente, las funciones de restricciones de desigualdad e igualdad con los vectores \mathbf{b} y \mathbf{d} sobre X .

3.4.1. Minimización del costo operativo

Para el problema de agenda y flujo de potencia óptimos de este EMS, el objetivo es obtener el menor costo de la microred en su operación diaria. Aquí, los costos parciales que conforman el costo total incluyen:

1. Costos por la generación de potencia en cada DER.

2. Costos por la acción transitoria de encendido y por la acción transitoria de apagado de los DERs.
3. Costos por mantener en paro a un DER.
4. Costos por la compra o venta de faltantes o excedentes, respectivamente, de energía a redes externas.

Todos estos costos se acumulan en una base de tiempo específica, Δt . En lo sucesivo, se considerará esta base de tiempo $\Delta t = 1$ hora aunque podrían ser fracciones de hora o múltiplos de ella. Si se acumulan los costos sobre un total de intervalos T regularmente espaciados, entonces el costo operacional de una microred a lo largo de un día, $f(X)$ en (3.10), podría definirse como la suma de los costos en cada intervalo t . Considerando a la variable de potencias de referencia de los DERs, $X = [P]_{N_{DER} \times T}$, como una matriz para el total de DERs, N_{DER} , y bajo la consideración de que $N_{DER} = N$, la función de costo se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 f(X) = \sum_{t=1}^T Cost_t = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [P_i(t) \times \Delta t \times B_i(t) \right. \\
 + h_{up_i}(t)B_{up}(t) + h_{down_i}B_{down}(t) \\
 + h_{off_i}B_{off}(t)] \\
 \left. + P_{grid}(t) \times \Delta t \times B_{grid}(t) \right\}
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

donde $P_i(t)$ es la referencia de potencia para el i -ésimo DER y $B_i(t)$ es la tarifa por generación correspondiente en el intervalo ordinal t ; $P_{grid}(t)$ es la potencia bi-direccional que se intercambia, en unas ocasiones solicitada y en otras proporcionada, entre la red de utilidad y la microred. $B_{grid}(t)$ es la tarifa correspondiente en el intervalo t para la compra o, en su caso, para la venta de $P_{grid}(t)$, según sea la dirección del flujo de $P_{grid}(t)$.

Adicionalmente en (3.11), $h_{up_i}(t)$, $h_{down_i}(t)$ y $h_{off_i}(t)$ son los estados transitorios operativos para el i -ésimo DER y el estado de paro; y $B_{up}(t)$, $B_{down}(t)$ y $B_{off}(t)$ son los costos asociados con esos estados, respectivamente. Debe notarse que los parámetros descritos en (3.11) podrían simplificarse o incluso detallarse. De tal manera, existen varias posibles variantes para la función objetivo que se plantea para el EMS. Una revisión más amplia de modelos de control, funciones objetivo y variantes se ofrece en varios reportes en la literatura científica del tema [118–121].

3.4.2. Restricciones de Balance y Límites de Potencia

El balance de potencia entre la generación de potencia de los DERs y la demanda de las cargas de la microred es la restricción principal en la formulación del problema de optimización. La potencia total generada o suministrada de los DERs junto con la potencia intercambiada con la red de utilidad menos las pérdidas de potencia deben ser iguales o mayores que la demanda local total. Este balance de potencia en el t -ésimo intervalo del día está dado por:

$$\sum_{i=1}^N [P_i(t)] + P_{grid}(t) - P_{loss}(t) = \sum_{l=1}^{N_L} L_l(t) \quad (3.12)$$

$$t = 1, 2, 3, \dots, T$$

donde $L_l(t)$ es la potencia que demanda la l -ésima carga, N_L es el número total de cargas y P_{loss} son las pérdidas de potencia.

En referencia a la Fig. 3.2, la demanda de las cargas locales se considera aquí como un perfil estimado provisto por una FGU y se considera como un conjunto constante de valores. Por otro lado, la potencia de los DERs, la potencia intercambiada con la red de utilidad y las pérdidas de potencia se deben determinar en el proceso de optimización. Estas potencias conforman la variable de estado del sistema. Bajo estas consideraciones, el balance de potencia es una combinación lineal, \mathbf{h} , de los elementos de la variable de estado, \mathbf{X} , cuyo resultado es igual al valor constante \mathbf{d} que es la demanda de las cargas. En este sentido, el balance de potencia se interpreta como la restricción de igualdad en la formulación general del problema de optimización (3.10).

Adicionalmente, cada DER, la misma red de utilidad y las pérdidas de potencia aceptables tienen sus límites de potencia. Estos límites están dados ya sea por los perfiles de generación que provee la FGU o bien dados por los límites máximo y mínimo de la capacidad de la interfaz física. Estos límites se expresan como:

$$\begin{aligned} P_{i_{\min}}(t) &\leq P_i(t) \leq P_{i_{\max}}(t) \\ P_{grid_{\min}}(t) &\leq P_{grid}(t) \leq P_{grid_{\max}}(t) \\ P_{loss_{\min}}(t) &\leq P_{loss}(t) \leq P_{loss_{\max}}(t) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Las expresiones de (3.13) representan las restricciones de pertenencia en (3.10). Dicho de otra forma, se considera que la variable de estado, X , tiene límites X_L y X_U .

3.4.3. Restricción del Flujo de Potencia

Para el problema de agenda y flujo de potencia óptimos, la generación de potencia de los DERs debe restringirse de manera que el voltaje en los buses eléctricos no exceda los límites establecidos por los estándares regulatorios de redes eléctricas, como puede ser la norma ANSI C84.1. Una restricción a la desviación del voltaje puede definirse como:

$$V_{m_{\min}} \leq V_m(t) \leq V_{m_{\max}} \quad (3.14)$$

donde $V_{m_{\min}}$ y $V_{m_{\max}}$ son el valor mínimo y máximo del voltaje permitido en el bus eléctrico m y $V_m(t)$ es el voltaje esperado en el bus en el tiempo t . Así, conocer estos voltajes esperados en cada bus de la microred es clave para la evaluación de (3.14). Al cálculo de la magnitud y el ángulo del voltaje, $|V_m|$ y δ_m respectivamente, en cada bus m de un sistema de potencia dados unos valores de potencias de generación y potencias demandadas se le conoce como *problema de flujo de potencia* (PFP).

Para el planteamiento del PFP se parte de la relación entre las corrientes inyectadas o consumidas en los alimentadores, \mathbf{I} , los voltajes de los buses, \mathbf{V} y la matriz de admitancias de la red, \mathbf{Y} :

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV}. \quad (3.15)$$

La corriente que se inyecta en el bus m , I_m , puede entonces escribirse como:

$$I_m = \sum_{n=1}^{N_m} Y_{mn} V_n, \quad (3.16)$$

y el PFP se formula a continuación:

$$S_m = V_m \sum_{n=1}^{N_m} Y_{mn}^* V_n^*, \quad (3.17)$$

donde S_m es la potencia compleja inyectada en el bus m , Y_{mn}^* y V_n^* son el complejo conjugado del elemento de la matriz de admitancia, $Y_{mn} = G_{mn} + jB_{mn}$ y el complejo conjugado del voltaje en el nodo n , V_n , respectivamente.

El PFP expresado en (3.17) representa un sistema no lineal de ecuaciones donde todas las variables son números complejos. En el contexto de la formulación del problema de optimización de (3.10), (3.17) se considera aquí como una función vectorial no lineal, \mathbf{g} , cuyo resultado son los voltajes de los buses. El resultado de esta función permite limitar los voltajes de los buses de acuerdo con (3.14). Así, la solución del PFP se emplea como otra restricción de pertenencia a un rango en la formulación del problema de optimización de EMS. Antes de la formulación final del problema de optimización, se debe definir la solución del PFP y eso se hace a continuación.

3.4.3.1. Método de Newton-Raphson

En este trabajo, el voltaje de los buses se estima mediante un análisis de flujo de potencia resuelto con el método de Newton-Raphson(NRM) [122]. El NRM es un método muy conocido en el estudio de sistemas de potencia. Con el NRM se resuelve un sistema no lineal de ecuaciones $y(x) = 0$, por medio de la aproximación de la solución sobre la linealización del sistema de ecuaciones. Primero se construye reescribe el sistema no lineal empleando la matriz Jacobiana, $J(x)$, como se muestra a continuación:

$$y(x) = -\Delta x J(x), \quad (3.18)$$

donde Δx es el vector de corrección, x es la variable independiente del sistema no lineal y los elementos matriz Jacobiana de m filas y n columnas están dados por:

$$J_{mn} = \frac{\partial y_m(x)}{\partial x_n}. \quad (3.19)$$

Esencialmente, el NRM es un método numérico e iterativo que permite determinar un vector solución x_{o+1} a partir de un vector inicial x_o , donde $o = 1, 2, 3, \dots$ es la o -ésima iteración a

la aproximación de x . En NRM, la aproximación iterativa a la solución se calcula aplicando lo siguiente:

$$x_{o+1} = x_o + J_o^{-1}(y_{o+1} - y_o). \quad (3.20)$$

El propósito es que el vector x_{o+1} converja a la solución del PFP en el menor número de iteraciones. El criterio de detección de convergencia que se emplea en el NRM es el criterio de menor norma residual en (3.21), donde se compara este valor con un umbral ϵ .

$$\eta_{res} = |x_{o+1} - x_o| \quad (3.21)$$

Un algoritmo genérico para la solución del sistema no lineal por el NRM contiene los siguientes pasos:

1. Iniciar con un valor propuesto para x_1 en la iteración $o = 1$.
2. Obtener y_o .
3. Obtener J_o .
4. Aplicar (3.20) para obtener x_{o+1} .
5. Determinar la norma residual de la iteración con (3.21).
6. Evaluar si se cumple que $\eta_{res} \leq \epsilon$. En caso afirmativo se considera que se ha alcanzado convergencia y el método concluye. En caso contrario se repite una nueva iteración ($o = o + 1$) continuando desde el Paso 2.

3.4.3.2. Solución por Discordancia de Potencia

Para utilizar el NRM en la solución de PFP, se han propuesto varias formulaciones. Aquí se propone emplear la formulación de Discordancia de Potencia en Coordenadas Polares. En esta formulación, los elementos de los vectores x e y de (3.18) toman, respectivamente, la forma:

$$\begin{aligned}
 y_m &= \begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_m^{sp} - \sum_{n=1}^N |V_n||V_m|(G_{mn} \cos(\delta_{mn}) + B_{mn} \sin(\delta_{mn})) \\ Q_m^{sp} - \sum_{n=1}^N |V_n||V_m|(G_{mn} \sin(\delta_{mn}) - B_{mn} \cos(\delta_{mn})) \end{bmatrix}, \\
 x_m &= \begin{bmatrix} \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix},
 \end{aligned} \tag{3.22}$$

donde G_{mn} y B_{mn} son respectivamente los valores conocidos de conductancia y susceptancia de la conexión entre los nodos m y n de la red eléctrica. Resulta importante mencionar que (3.22) se expresa aquí para buses con inyección o consumo de energía, lo que en la literatura se refiere como buses $P - Q$. En este caso, los valores P_m^{sp} y Q_m^{sp} corresponden a los valores de potencia inyectada o consumida especificados para el bus m . En el contexto de la formulación del problema de optimización de EMS, P_m^{sp} y Q_m^{sp} se extraen del vector de potencias de referencia, X . Así, la formulación de Discordancia de Potencia que se ha presentado resulta adecuada para la evaluación de la restricción de la Sección 3.4.3.

Con la definición de (3.22), (3.18) puede reescribirse como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} J^{11} & J^{12} \\ J^{21} & J^{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}, \tag{3.23}$$

donde J^{11} , J^{12} , J^{21} y J^{22} son submatrices cuadradas de la matriz Jacobiana. Las submatrices de la matriz Jacobiana se definen a continuación como:

$$\begin{aligned}
 J^{11} &= \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta}, \\
 J^{12} &= \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|}, \\
 J^{21} &= \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta}, \\
 J^{22} &= \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|}.
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

Las derivadas parciales correspondientes para los elementos mn de las submatrices de la Jacobiana se expresan a continuación para los términos diagonales de las matrices ($m = n$):

$$\begin{aligned}
 J_{mm}^{11} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \delta_m} = -|V_m| \sum_{m \neq n} |V_n| (-G_{mn} \sin \delta_{mn} + B_{mn} \cos \delta_{mn}), \\
 J_{mm}^{12} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial |V_m|} = - \left(2|V_m| G_{mm} + \sum_{m \neq n} |V_n| (G_{mn} \cos \delta_{mn} + B_{mn} \sin \delta_{mn}) \right), \\
 J_{mm}^{21} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \delta_m} = -|V_m| \sum_{m \neq n} |V_n| (G_{mn} \cos \delta_{mn} + B_{mn} \sin \delta_{mn}), \\
 J_{mm}^{22} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial |V_m|} = - \left(-2|V_m| B_{mm} + \sum_{m \neq k} |V_n| (G_{mn} \sin \delta_{mn} - B_{mn} \cos \delta_{mn}) \right).
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

De igual forma, las derivadas parciales correspondientes para los elementos mn de las submatrices de la Jacobiana se expresan a continuación para los términos fuera de la diagonal ($m \neq n$):

$$\begin{aligned}
 J_{mn}^{11} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \delta_n} = -|V_m| |V_n| (G_{mn} \sin \delta_{mn} - B_{mn} \cos \delta_{mn}), \\
 J_{mn}^{12} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial |V_n|} = -|V_m| (G_{mn} \cos \delta_{mn} + B_{mn} \sin \delta_{mn}), \\
 J_{mn}^{21} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \delta_n} = -|V_m| |V_n| (-G_{mn} \cos \delta_{mn} - B_{mn} \sin \delta_{mn}), \\
 J_{mn}^{22} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial |V_n|} = -|V_m| (G_{mn} \sin \delta_{mn} - B_{mn} \cos \delta_{mn}).
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

De lo anterior, la ecuación (3.22) se emplea para el cálculo de y_o en el Paso 2 del algoritmo de resolución de NRM. Por su parte, las ecuaciones (3.25) y (3.26) se emplean para el cálculo de la matriz Jacobiana J_o en el Paso 3 del algoritmo de resolución de la Sección 3.4.3.1.

3.4.3.3. Solución con Desacoplo-Rápido en Bajo Voltaje

Uno de los pasos más costosos, desde el punto de vista de la cantidad de procesamiento computacional, en el algoritmo de solución por NRM del PFP es el cálculo de la matriz Jacobiana. En esta sección se propone aplicar ciertas consideraciones aplicables en el contexto específico de re-

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

des en bajo voltaje a diferencia del contexto de redes en medio y alto voltaje [25], [28], [30], [31]. Por medio de estas consideraciones se espera proponer una solución con la alternativa de un menor costo computacional sacrificando un poco el nivel de precisión en la solución de PFP, dentro de límites razonables.

Una conclusión mencionada en secciones anteriores ha sido que en microredes de medio voltaje, la potencia activa transmitida entre dos alimentadores es una función de la fase del voltaje entre los nodos y la potencia reactiva es una función de la magnitud de voltaje. De forma similar ya se ha establecido que en microredes de bajo voltaje, la potencia activa se transmite como una función de las diferencias de magnitud de voltaje entre los nodos y la potencia reactiva como una función de las diferencias de la fase del voltaje entre los mismos nodos.

En redes de bajo voltaje, es válida consideración que P no cambia con cambios en δ así como Q no cambia con $|V|$. De tal forma que puede suponerse que las submatrices de la matriz Jacobiana $J^{11} = 0$ y $J^{22} = 0$. En consecuencia se desacopla el cálculo de ΔP y ΔQ , simplificando a (3.23) como sigue:

$$\begin{aligned}\Delta P &= -J^{12}\Delta|V| \\ \Delta Q &= -J^{21}\Delta\delta\end{aligned}\tag{3.27}$$

Además, si entre los nodos m y n de la red de bajo voltaje se suponen verdaderas las siguientes relaciones:

- La fase del voltaje entre dos nodos m y n , respectivamente, es muy pequeña o cercana a cero y
- el límite de potencia crítica que puede transmitirse por la línea de distribución entre los nodos m y n es bastante superior a la potencia que transmite,

entonces las siguientes expresiones pueden considerarse ciertas:

$$\begin{aligned}\cos(\delta_m - \delta_n) &= 1 \\ B_{mn} \sin(\delta_m - \delta_n) &\ll G_{mn} \\ P_m^{sp} &\ll G_{mm}|V_n|^2.\end{aligned}\tag{3.28}$$

Al aplicar las expresiones de (3.28) sobre las expresiones del método tradicional, la ecuación (3.22) se reduce a:

$$\begin{aligned} y_m &= \begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_m^{sp} - \sum_{n=1}^N |V_n| |V_m| G_{mn} \\ Q_m^{sp} + \sum_{n=1}^N |V_n| |V_m| B_{mn} \end{bmatrix}, \\ x_m &= \begin{bmatrix} \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.29)$$

De forma similar, las expresiones para calcular los términos de las submatrices de la matriz Jacobiana de (3.25) para los términos diagonales ($m = n$) se reducen de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} J_{mm}^{11} &= 0, \\ J_{mm}^{12} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial |V_m|} = -|V_m| G_{mm}, \\ J_{mm}^{21} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \delta_m} = |V_m|^2 G_{mm}, \\ J_{mm}^{22} &= 0. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Los elementos mn de las submatrices de la Jacobiana para los términos fuera de la diagonal ($m \neq n$) se reducen respecto a (3.26) a continuación:

$$\begin{aligned} J_{mn}^{11} &= 0, \\ J_{mn}^{12} &= \frac{\partial \Delta P_m}{\partial |V_n|} = -|V_m| G_{mn}, \\ J_{mn}^{21} &= \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \delta_n} = |V_m| |V_n| G_{mn}, \\ J_{mn}^{22} &= 0. \end{aligned} \quad (3.31)$$

Las expresiones (3.30) y (3.31) son considerablemente más rápidas de calcular que las expresiones tradicionales (3.25) y (3.26). Adicionalmente, la matriz Jacobiana rápidamente converge a un valor constante a medida que el algoritmo de NRM se ejecuta, lo que significa que después de unas cuantas iteraciones ya no es necesario calcular ni la matriz Jacobiana ni su inverso para utilizarse en (3.20). De tal modo que las consideraciones que aquí se han descrito permiten encontrar la solución del PFP de una micred de bajo voltaje de forma rápida y desacoplada. Por

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

estas características, aquí llamamos a este método alternativo como el Método de Desacoplo Rápido basado en la Discordancia de Potencia en coordenadas polares para redes de bajo voltaje, *Polar-Coordinate Power-Mismatch Based Fast-Decoupling Method for Low-Voltage Grids*.

En el contexto de la formulación del problema de EMS, la solución del PFP (con el método tradicional o con el método de desacoplo rápido) se emplea para estimar los voltajes resultantes en los buses de la red eléctrica como una función de las potencias inyectadas por los DERs y demandadas por las cargas. Si el voltaje en cualquiera de los buses no cumpliera con los límites de voltaje especificados, entonces se debe elegir otra combinación de potencias de referencia para los DERs hasta que se determine una combinación que cumpla con los voltajes que pertenezcan al intervalo permitido. Esto se expresa como sigue:

$$\begin{bmatrix} |V|(X(t), L_l(t)) \\ \delta(X(t), L_l(t)) \end{bmatrix} \in \begin{bmatrix} [V_{\text{mín}}, V_{\text{máx}}] \\ [\delta_{\text{mín}}, \delta_{\text{máx}}] \end{bmatrix}, \quad (3.32)$$

la cual es la expansión de (3.14), la restricción del flujo de potencia para la formulación del problema de EMS.

3.5. Sumario

En este capítulo se ha propuesto una arquitectura multi-capa para DEM. El objeto de la propuesta es que los DERs de la microrred cuenten con un módulo con capacidades de administración de energía embebido. Con ello, se espera que la DEM sea más flexible y robusta que un EMS centralizado. Particularmente, se ha propuesto que esta arquitectura permitirá construir controladores DER habilitados para DEM dentro de un mismo controlador físico. La Fig. 3.4 muestra esta propuesta de controlador integrado.

El aporte en la propuesta corresponde al empleo de un algoritmo descentralizado asíncrono basado en enjambre de partículas como módulo de la Capa de Agente de un controlador de DER. Este algoritmo ha sido nombrado ADPSO. ADPSO se caracteriza por desaceleración lineal, actualización asíncrona de la mejor evaluación local, difusión asíncrona de la mejor evaluación global, operaciones de transferencia por sondeo de datos y la medición de la diversidad del enjambre como criterio de convergencia.

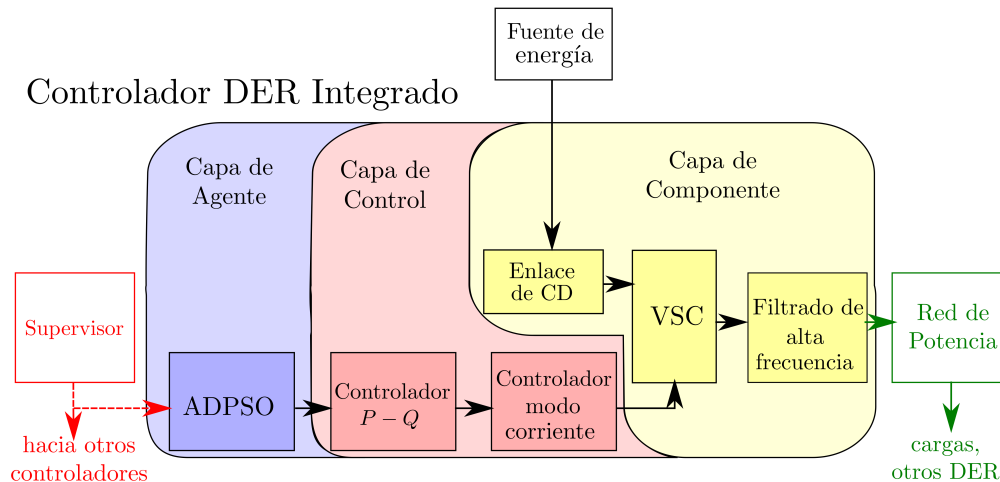


Figura 3.4: Controlador DER integrado para administración de energía descentralizada.

Las características y la operación de ADPSO permiten alcanzar un estado de consenso para la solución de un problema de optimización de EMS compartiendo únicamente la variable de estado a través del canal de comunicaciones. Haciendo referencia a la Fig. 3.4, se propone que los controladores de DER, que incluyen ADPSO, resuelvan eficientemente un problema de optimización EMS de forma descentralizada. En este contexto, tal mejora en eficiencia se representa por:

- Mayor confiabilidad. No se depende de un único módulo para resolver el problema de optimización, como ocurre en la administración centralizada.
- Reducción de ancho de banda en el canal de comunicaciones. La cantidad de datos transmitidos es pequeña, comparada con otros algoritmos de procesamiento distribuido y descentralizado.
- Menor necesidad de cómputo de altas prestaciones. ADPSO no requiere de sistemas paralelizados de grandes prestaciones computacionales ni de canales de comunicaciones sincronizados.
- Mayor precisión en la solución EMS. La ejecución simultánea de ADPSO en diferentes controladores DER incrementa la diversidad de la búsqueda por enjambre, lo que lleva a la reducción de tiempo y a la determinación de soluciones de mejor optimalidad.

En este capítulo se formuló un problema de agenda y flujo de potencia óptimos entre DERs en una microred. Para ello se considerará un escenario con las siguientes suposiciones:

3. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DESCENTRALIZADO (DEM)

- La microred a la que se hace referencia está interconectada a una red de utilidad en CA y bajo voltaje.
- Todos los DERs de la microred operan como DERs alimentadores de microred. Los DERs son controlables en potencia.
- Todos los DERs de la microred tienen un controlador con la estructura multi-capa para DEM. Cada controlador de DER cuenta con un módulo de capa de agente para realizar tareas de administración de energía.
- Los límites pronosticados de generación de potencia de todos los DERs son conocidos.
- El perfil de demanda de todas las cargas es conocido y constante en la formulación y solución de un problema de optimización.
- Las tarifas y costos de la generación de DERs y red de utilidad son conocidos y constantes.
- La matriz de admitancias de la microred es conocida y constante.
- El vector de las potencias de referencia para la capa de control de DERs es la variable de estado del sistema.
- Todas las variables y constantes de la función objetivo del problema de optimización son una función del tiempo, siendo este definido como un intervalo discreto cerrado con variaciones regulares. Aquí se ha empleado para la formulación un intervalo de un día con variaciones de una hora.

Como metodología, se inició formulando el problema de agenda y flujo de potencia como un problema de minimización del costo operativo de la microred. Este costo operativo quedó definido en (3.11). A continuación, se definieron las expresiones (3.12) a (3.14) para representar las restricciones respectivas para la minimización del costo: existencia de balance de potencia entre generadores, cargas y pérdidas distribución; conformidad a los límites de potencias de generación; y cumplimiento de la operación dentro del rango de variación de voltaje en los nodos de la microred. Con ello, se formula un problema de optimización no lineal con restricciones al cual se le encuentra solución empleando ADPSO. La Fig. 3.5 muestra gráficamente este método.

En referencia a la Fig. 3.5, cabe especificar que tanto la función de costo como el cumplimiento de la operación dentro del rango de voltaje son esencialmente lo más prioritario en el proceso con ADPSO. Por un lado, la función de costo es una función vectorial que depende del número de generadores y de todos los aspectos a los que se les asigne una aportación al costo operativo. Por otro lado, la operación dentro del rango de voltaje es esencialmente un subproblema de flujo de potencia dentro de cada evaluación de la función de costo. Aquí, se ha propuesto resolver

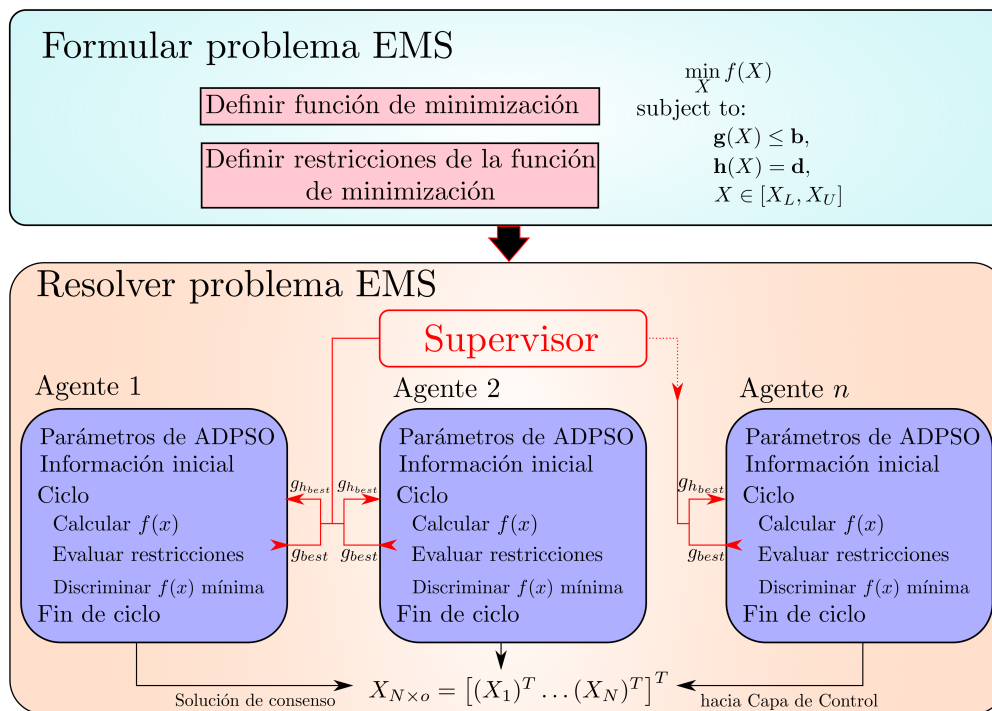


Figura 3.5: Metodología de solución DEM.

este subproblema mediante la formulación de discordancia de potencia en coordenadas polares del Método de Newton-Raphson. Para esta última, se propusieron dos posibles variantes alternativas: la formulación tradicional (más precisa) y una propuesta de formulación de desacoplo rápido en bajo voltaje (más rápida).

Se espera que la aplicación de ADPSO en la solución de este problema de optimización resulte más eficiente, más rápida, más precisa y con menores requerimientos computacionales que la versión centralizada de optimización de EMS. En el siguiente capítulo se realizarán varias simulaciones y experimentos para validar tanto las suposiciones como las propuestas descritas en este capítulo.

Capítulo 4

DEM en una Microred de Bajo Voltaje

4.1. Consideraciones Iniciales

En el Capítulo 2 se analizaron los bloques de construcción de una micro red de bajo voltaje. Asimismo, en el Capítulo 3 se desarrolló acerca del marco de trabajo de administración de energía descentralizada. En este capítulo, se mostrará una plataforma de implementación de la administración de energía descentralizada aplicada en una micro red de bajo voltaje simulada. Esto se hará dentro del contexto de un caso de estudio cuyo desarrollo puede ampliarse en casos de estudios diferentes.

Para validar el enfoque de administración de energía descentralizada (DEM), se empleará aquí un escenario hipotético de una microred de bajo voltaje y pequeña escala con tres DERs de la Fig. 4.1. En este escenario se considerará la intención de optimizar el costo operativo total que se formuló en la ecuación (3.11) como un problema de optimización no lineal. Este escenario hipotético estará sujeto a las restricciones de balance de potencia, de límites de potencia y de flujo de potencia, descritas en las expresiones (3.12)-(3.14) del Capítulo 3. Conviene listar los aspectos contextuales de este escenario:

1. Existe una unidad de generación de pronósticos o FGU con las características descritas en la Sección 3.1. Esta provee de perfiles de generación de los DERs y de las cargas. Para este escenario, esos perfiles se muestran en la Fig. 4.2.

Los perfiles de las cargas, $L_l(t)$, se consideran constantes. El perfil de pronóstico no determina el perfil de potencia de cada DER. El perfil del i -ésimo DER determina los límites, $[P_{i_{\min}}(t), P_{i_{\max}}(t)]$, de la potencia óptima, $P_i(t)$. De modo similar, no está determinado un

Tabla 4.1: Capacidades y costos operativos de los DERs.

ID	Tipo	Potencia Mínima (kW)	Potencia Máxima (kW)	Costo operativo (\$ct/kWh)
1	Fotovoltaico	0	25	55.43
2	Fotovoltaico	0	15	48.74
3	Turbina eólica	0	25	23.01
4	Red de Utilidad	-30	30	Tabla 4.2

perfil de potencia para la red de utilidad, P_{grid} . Sin embargo, se considera en este escenario que se requiere estar dentro de los límites de $[P_{grid_{\min}}(t), P_{grid_{\max}}(t)] = [-30, 30]$ kW.

2. Existe un rango válido de variaciones de voltaje para los nodos de la red. Se requiere evaluar el problema de flujo de potencia. De acuerdo con la Sección 3.4.3, se implica que la matriz de admitancias de la microred es conocida y constante. En este escenario se considerará que el voltaje de los buses de la microred se requiere estén dentro del rango de $[0.87, 1.06]$ p.u., de acuerdo con la norma ANSI C84.1.
3. Ya que la función de optimización (3.11) sólo es dependiente de las potencias de los generadores, se consideran conocidos y constantes los costos operativos de los DERs de la microred tanto como las tarifas de compra o venta de energía eléctrica entre la microred y la red de utilidad. Los costos y tarifas se encuentran detallados en las Tablas 4.1 y 4.2, respectivamente.

Adicionalmente, se considerarán las siguientes suposiciones:

1. Los costos $B_{up}(t)$, $B_{down}(t)$ y $B_{off}(t)$ serán despreciables.
2. Las pérdidas de potencia en la microred, P_{loss} , se consideran despreciables.

Las suposiciones mencionadas reducen el número de operaciones en la función objetivo de minimización. Es importante mencionar que las mismas no modifican los aspectos de arquitectura del controlador DER ni los aspectos algorítmicos de la propuesta. Sin embargo, estas suposiciones permiten que el escenario hipotético descrito pueda emplearse ilustrativamente.

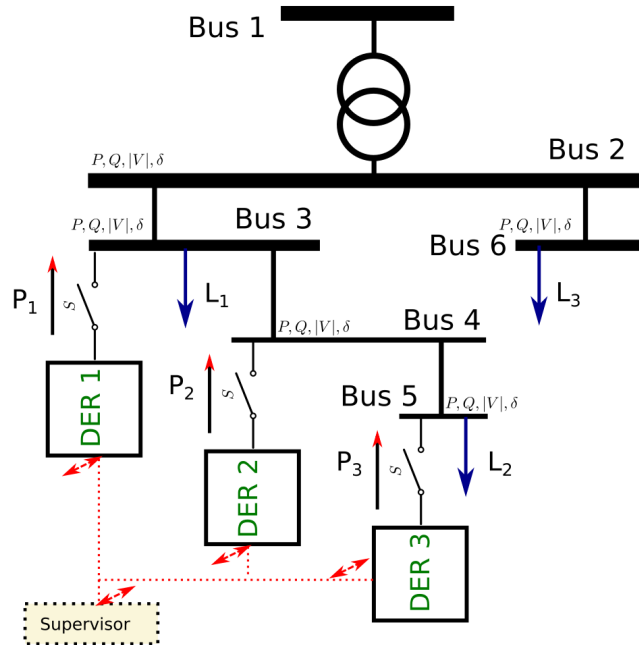


Figura 4.1: Microred para simulación.

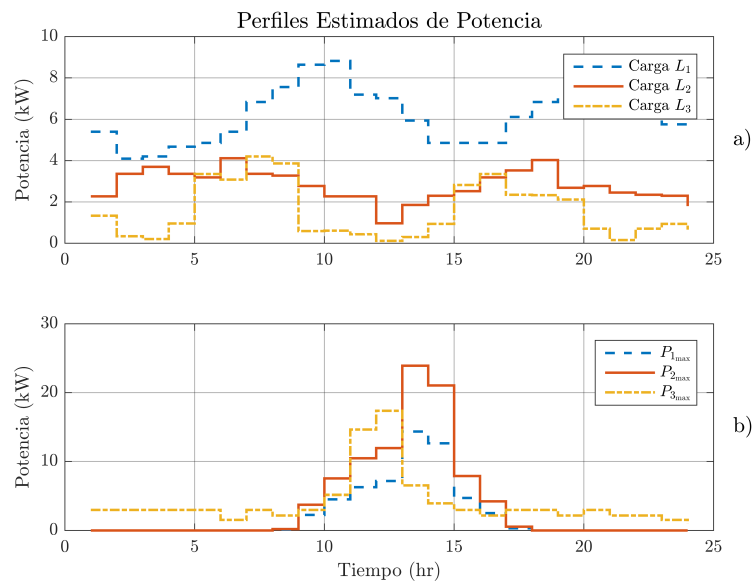


Figura 4.2: Pronósticos de a) potencia demandada y b) potencia generada.

Tabla 4.2: Tarifas de compra/venta de energía eléctrica entre la microred y la red de utilidad.

h	Tarifa (\$ct/kWh)	h	Tarifa (\$ct/kWh)	h	Tarifa (\$ct/kWh)	h	Tarifa (\$ct/kWh)
1	4.93	7	4.93	13	32.18	19	7.5
2	4.07	8	8.15	14	85.8	20	9.22
3	3.00	9	32.18	15	42.9	21	25.1
4	2.57	10	85.8	16	41.83	22	11.58
5	2.57	11	85.8	17	12.87	23	6.43
6	4.29	12	85.8	18	8.8	24	5.58

En referencia a las consideraciones iniciales descritas previamente y con la base de tiempo $\Delta t = 1$ hora, la formulación particular para el problema de optimización del caso de estudio, basada en (3.11), está dada por:

$$\begin{aligned}
 \min_X f(X) &= \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^N [P_i(t)B_i(t)] + P_{grid}(t)B_{grid}(t) \right\} \\
 \text{s.t.:} & \\
 & \sum_{i=1}^N P_i(t) + P_{grid}(t) = \sum_{l=1}^{N_L} L_l(t) \\
 & 0 \leq P_i(t) \leq P_{i_{max}} \text{ [kW]}, \\
 & -30 \leq P_{grid}(t) \leq 30 \text{ [kW]}, \\
 & 0.87 \leq V_m(t) \leq 1.06 \text{ [p.u.]}, \\
 & X = [P_1(t), P_2(t), P_3(t)].
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

4.2. Plataforma de Implementación de DEM

La Fig. 4.3 es una reproducción del Marco de trabajo multi-capa de referencia para un EMS descentralizado, presentado en el Capítulo 3. Conforme a la Figura, se implementó una plataforma de emulación de escala de laboratorio correspondiente a las capas de agente de los tres

DERs de la Fig. 4.1. Para esta plataforma de emulación, una computadora personal se empleó como CSU del sistema de administración. Se emplearon computadoras de placa (*single board computer*, SBC) como agentes. En la Fig. 4.4 se muestra una visualización de esta plataforma con los componentes que se han mencionado.

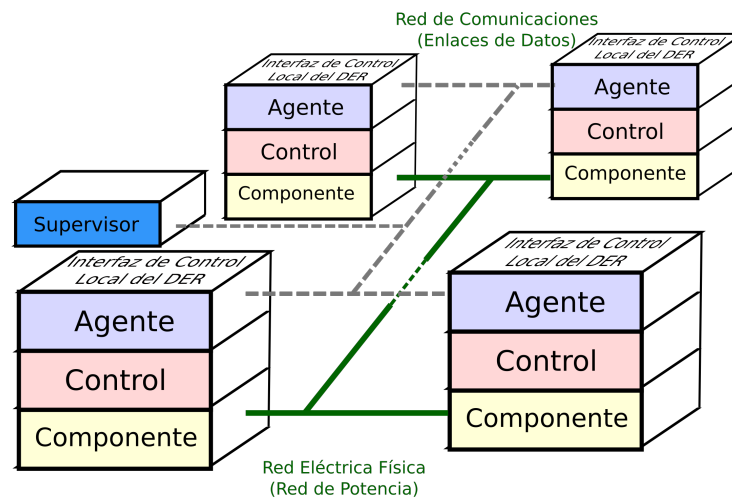


Figura 4.3: Reproducción del Marco de trabajo multi-capa de referencia para un EMS descentralizado.

Operativamente, las SBCs se conectaron entre sí y con la CSU por medio de una red común IEEE 802.11 TCP. De acuerdo con la definición de red estrella que se propuso para ADPSO en el Capítulo 3, sólo se permitió la comunicación entre cada SBC y el CSU. Para ello, se implementó el CSU como un servidor simple basado en *socket* TCP en lenguaje *Python*. Este servidor se instaló en la computadora personal (PC) que emula al CSU en esta plataforma de implementación. Por otro lado, se codificó el algoritmo de ADPSO en *Python* y se almacenó en cada SBC para su ejecución posterior. La Fig. 4.5 muestra una terminal de comandos local en la computadora CSU para visualizar el progreso global de DEM con ADPSO. En la misma Figura, se muestran las terminales de comandos de los agentes con las que se realiza el control remoto de los mismos.

En cuanto al algoritmo de ADPSO, se empleó el diagrama de flujo de la Fig. 3.3. Se agregaron algunas características y operaciones de apoyo como: cadenas de identificación única para cada agente; la funcionalidad de generar reportes con el progreso y los resultados individuales de la ejecución; y la funcionalidad de generar guiones de comandos en Matlab para post-procesamiento (graficación). Además, se codificó una versión centralizada del PSO tradicional para que uno de los agentes la ejecutara sin emplear comunicaciones con el CSU. De tal

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

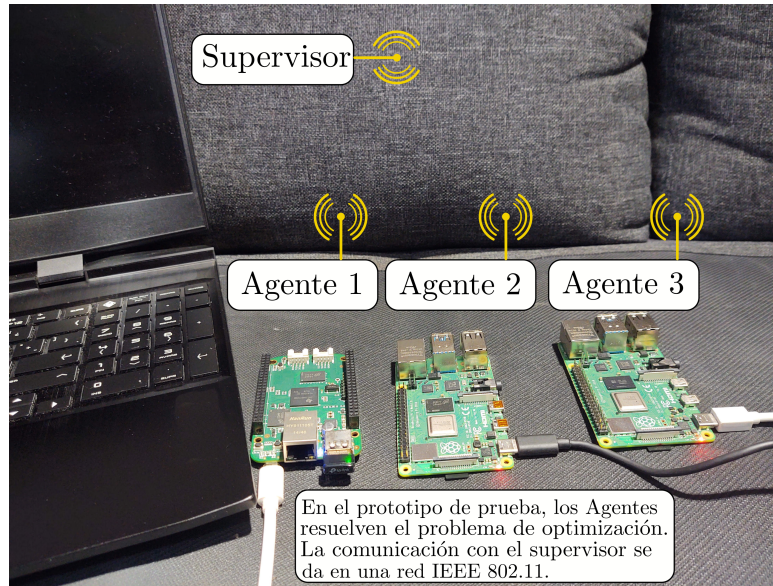


Figura 4.4: Plataforma de laboratorio utilizada para evaluar DEM con ADPSO.

manera se podrían realizar comparaciones entre los resultados de los enfoques centralizado y descentralizado ejecutados en entornos computacionales similares.



Figura 4.5: Terminales de comandos para CSU y agentes para la experimentación DEM con ADPSO. En CSU se visualiza progreso global, en agentes se emplean para control remoto.

Tabla 4.3: Características generales del hardware empleado en la emulación de capas de agente.

Rol	Tipo	Frecuencia/Memoria (GHz)/(GB)	Parámetros PSO
CSU	PC (i7)	3.2/12	—
Agente 1	BeagleBone Green (Cortex-A8)	1/0.512	$N_p = 6$
Agente 2,3	Raspberry Pi 4 (Cortex-A72)	1.5/2	$N_p = 28$
Todos los agentes	$N_{it} = 36$	$p_\delta = 66\%$	$m_\delta = 25$

Las características generales de las SBCs empleadas se resumen en la Tabla 4.3. Se consideraron dos factores para la elección de las SBCs (dos unidades Raspberry Pi 4 Modelo B+ [123], y una unidad BeagleBone Green [124]). En principio, las SBCs cuentan con recursos computacionales similares entre sí. Adicionalmente, estos recursos resultan limitados comparados con sistemas de computación distribuida de altas prestaciones. Se consideró que con estos factores la plataforma de pruebas refleja mejor el contexto de administración de energía descentralizada.

4.2.1. Comparación entre DEM y EMS Centralizado

Se ejecutaron inicialmente varias rondas de PSO síncrono, SPSO, en una SBC para resolver el mismo problema de optimización de (4.1). Después de ello, se ejecutaron varias rondas de ADPSO en la configuración de hardware de varias SBCs en red con CSU. Las partes a) y b) de la Fig. 4.6 muestran la obtención de un perfil de la mejor función de costo y que el menor costo se obtiene con ADPSO, comparado con el empleo de SPSO.

Las barras de error en la parte b) de la Fig. 4.6 indican las pequeñas variaciones entre los tres agentes de la optimización con ADPSO, lo que demuestra que se alcanza el consenso esperado. Por otro lado, en las partes a) y b) de la Fig. 4.7, las diversidades de los enjambres individuales se muestran para la ejecución de SPSO y ADPSO. Se observa que en ADPSO la diversidad es mayor inicialmente, cuando se necesita de una búsqueda inicial de la solución del problema y se observa cómo se reduce rápidamente a medida que se encuentran valores cercanos al mínimo y se encuentra el menor costo. Como se esperaba, se obtienen una solución de consenso y una convergencia del algoritmo entre los tres agentes sólo compartiendo la variable de estado.

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

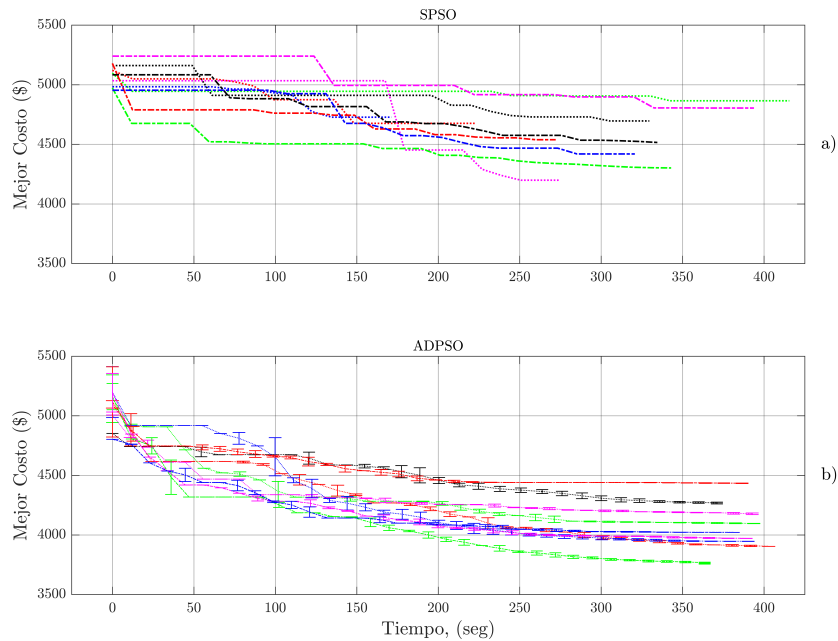


Figura 4.6: En múltiples corridas, a) en SPSO existe una variabilidad alta en el costo operativo mientras que b) en ADPSO existe menor variabilidad y un menor costo operativo.

El comportamiento promedio de ambos algoritmos para una serie de diez corridas se muestra en la Fig. 4.8. Las partes a) y b) muestran un mejor perfil de optimización y una menor diversidad del enjambre para el algoritmo ADPSO. La característica de un menor tiempo de convergencia requerido con ADPSO es importante en este trabajo ya que se traduce en que se evitan el derroche innecesario de recursos computacionales.

En la parte c) de la Fig. 4.8, se muestra el error RMS de las rondas realizadas. El error RMS es menor con ADPSO. Es posible notar que hay ciertos efectos de la aleatoriedad en la dinámica de movimiento de las partículas de los enjambres en los resultados de ADPSO. En consecuencia de lo anterior, se debiera investigar algunas técnicas para reducir estas variaciones indeseables, probablemente ciertas técnicas de auto-adaptación de los coeficientes de aprendizaje. Los resultados generales de todas las pruebas anteriores se resumen en la comparativa de la Tabla 4.4.

Un ejemplo de la flexibilidad de la solución de controladores DER habilitados con DEM empleando ADPSO se muestra en la Fig. 4.9. Se ejecutó una corrida de optimización multi-ronda, es decir, la búsqueda de una solución en dos momentos complementarios. La solución de menor costo y la diversidad del enjambre se graficaron en la Figura. En la parte a) of Fig. 4.9, se observan las interacciones de los módulos de agente implementados en las SBCs mientras comparten sus propuestas o aproximaciones a los mejores valores de solución. Gracias a estas

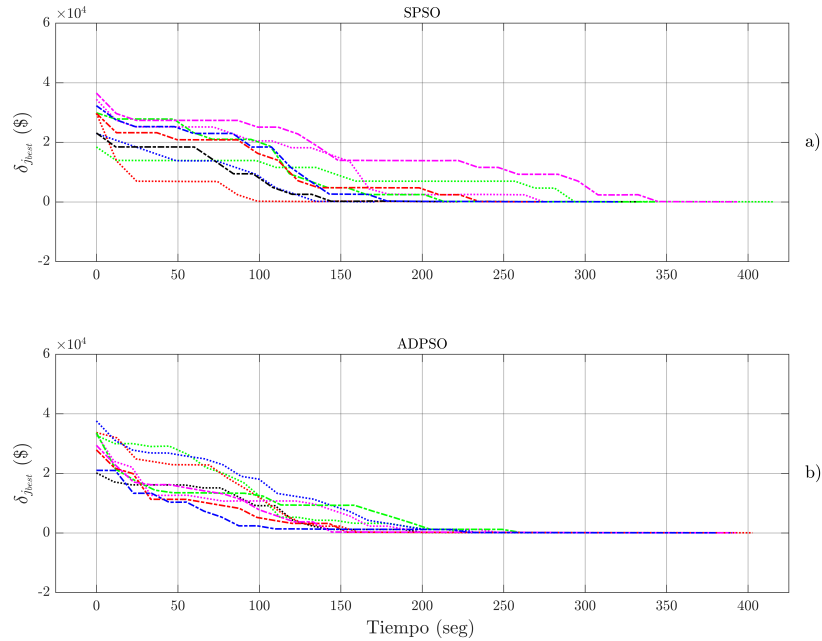


Figura 4.7: En múltiples corridas, a) para SPSO la tasa de cambio de diversidad es lenta y b) en ADPSO la tasa es rápida, implica mayor velocidad del proceso.

interacciones que se facilita mejorar la optimización y mantener estados de consenso incluso reiniciando la ejecución del algoritmo en una segunda ronda.

La diversidad de cada agente se muestra en la parte b) de la misma Fig. 4.9. La reinicialización de la *diversidad* en la segunda ronda es la causa de la mejora en la tasa de convergencia de esta prueba al caso de estudio. Junto con este ejemplo de flexibilidad, la reinicialización de la diversidad en una misma ronda de ADPSO podría aplicarse para reducir la aleatoriedad de la que se hizo mención previamente. Invariablemente, debieran investigarse los posibles usos de la auto-adaptación de los coeficientes de aprendizaje y el peso inercial de los enjambres de partículas en este contexto de algoritmo descentralizado.

4.2.2. Resultados de Administración de Energía

En la Fig. 4.10 se muestran tres escenarios de prueba de flujo de potencia. El primer escenario, en la parte a), se considera que no hay generación por parte de los DERs. No se esperan violaciones a los límites de voltaje pero se obtiene un alto costo operativo. Para el escenario de la parte b) se considera que las referencias de potencia de los DERs sean máximas, es decir que

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

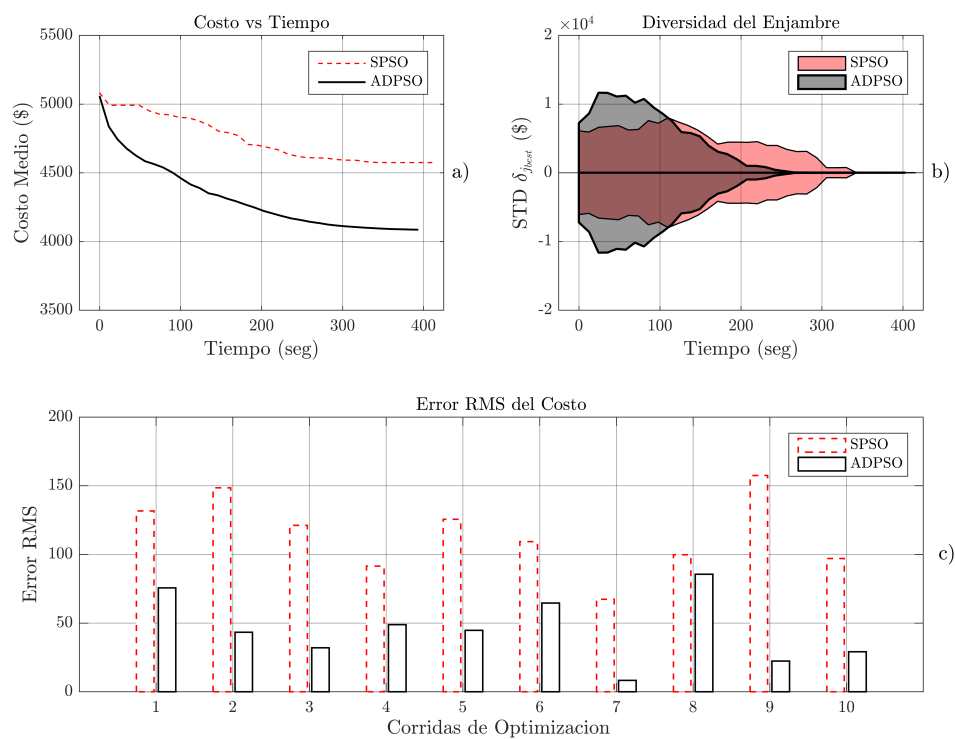


Figura 4.8: En promedio, ADPSO demuestra: a) mayor optimalidad en sus resultados; b) convergencia acelerada y c) un menor error RMS.

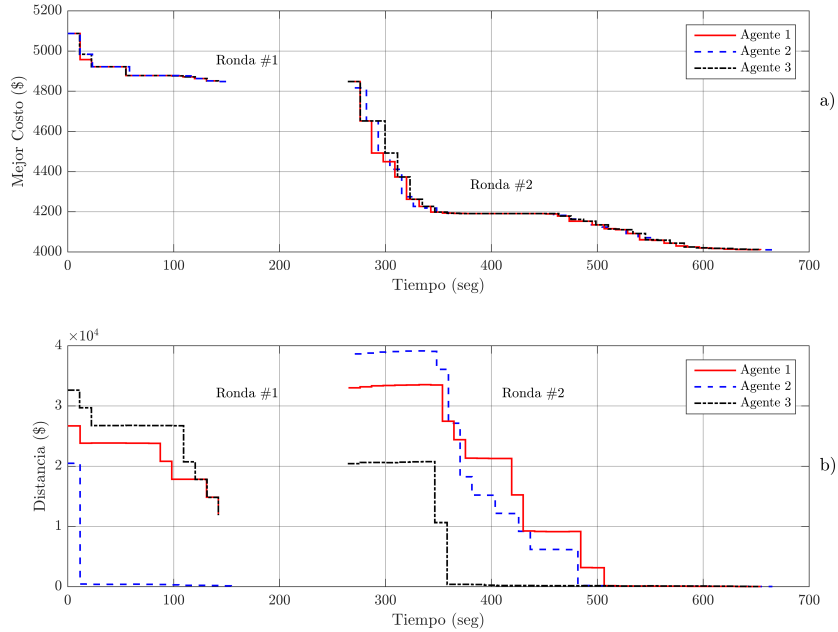


Figura 4.9: Con ADPSO, a) una segunda ronda retomando los resultados previos mejora la optimización por b) la reinicialización de la diversidad del enjambre de partículas.

sean iguales a los valores de los perfiles de generación de la Fig. 4.2. Aquí, el costo operacional es muy bajo debido principalmente a la gran cantidad de energía que se estaría vendiendo a la red de utilidad pero la solución del flujo de potencia muestra que no se cumple en gran medida con los límites de voltaje, lo que hace a este escenario impráctico.

El escenario con las referencias de voltaje optimizadas con el algoritmo ADPSO se muestra en la parte c) de la Fig. 4.10. En este tercer escenario, la generación de los DERs está balanceada con la solución del flujo de potencia. Esto permite alcanzar el menor costo operativo en cumplimiento total con los límites de voltaje especificados.

El voltaje en los buses de distribución para varias corridas de optimización y el balance de potencia después de la optimización DEM se muestran en la Fig. 4.11. Como se esperaba, se cumple con la restricción de los límites de voltaje (parte a)). Asimismo se cumple con la restricción de balance de potencia (3.12) como se puede observar en la parte b). Concluyentemente, con estos resultados se observa el cumplimiento de las restricciones del problema de optimización empleando el enfoque de marco de trabajo descentralizado y los controladores DER habilitados para DEM.

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

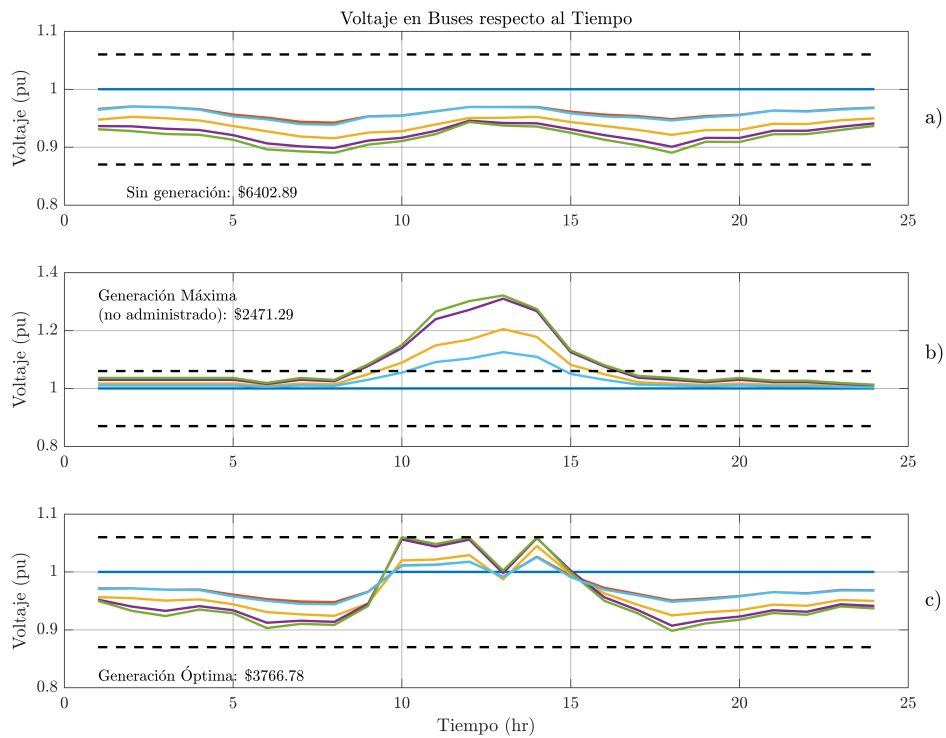


Figura 4.10: Perfiles de voltaje en tres casos de operación en la microred, los DERs: a) en estado apagado; b) generando su energía máxima disponible y c) generando según las referencias de potencia optimizadas con ADPSO.

Tabla 4.4: Comparación de resultados de SPSO vs ADPSO.

Algoritmo	Costo Optimizado (\$)	Tiempo Consumido (s)	Error RMS Promedio (\$)	Tasa de Convergencia	Optimización multi-ronda
SPSO	4574	415.5	114.9	Menor	No
ADPSO	4085	394	45.4	Mejorada	Sí

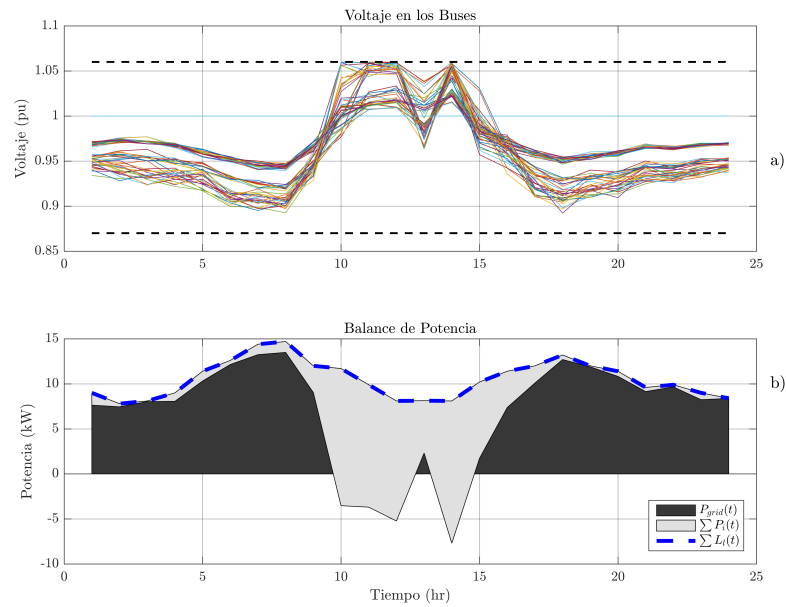


Figura 4.11: Solución óptima para la microrred: a) todos los voltajes de los nodos de la red permanecen dentro de los límites normados y b) existe balance entre la demanda y la generación.

4.3. Simulación en una Microred de Bajo Voltaje

En la Sección anterior, se empleó el enfoque de marco de trabajo descentralizado y los controladores DER habilitados para DEM con algoritmo ADPSO para obtener referencias optimizadas de potencia para los generadores DER de la microred. En esta Sección se reporta una simulación de la microred de la Fig. 4.1, con la intención de validar el resultado esperado del proceso de optimización. El conjunto de simulaciones realizadas consta de modelos de simulación en Matlab/Simulink R2015b empleando componentes del conjunto de herramientas SimPowerSystem y SimScape.

4.3.1. Síntesis de Interfaces de Electrónica de Potencia

En referencia a la Fig. 4.3 se mostrarán los resultados de simulación de la capa de control y de componente de un DER alimentador de microred (Sección 2.2). Para modelar las interfaces de potencia de los tres DERs alimentadores de la Fig. 4.1, se partió de las especificaciones comunes:

$$\begin{aligned}V_s &= 392 V_{pico} \\f_{grid} &= 60 Hz \\f_s &= 7.2 kHz \\x\% &= 6 \% \\r_{on} &= 0.88 m\Omega \\R_f &= 1.2 m\Omega,\end{aligned}\tag{4.2}$$

junto con las capacidades de potencia máxima de la Tabla 4.1. De acuerdo con las expresiones para la síntesis de los DERs alimentadores de la Sección 2.2, se implementó un guión de comandos en Matlab para determinar, correspondiente a la capa física del DER, el voltaje de bus de CD, V_{dc} , la inductancia y capacitancia del filtro LC de salida, L_f y C_f , respectivamente. Asimismo, el guión de comandos se empleó para determinar las constantes proporcional e integral de los compensadores de la capa de control.

Como modelo para la capa física del DER se construyó el mostrado en la Fig. 4.12 y la Fig. 4.13. Se modeló el convertidor de fuente de voltaje (VSC) trifásico con un filtro $L_f C_f$ a su salida de la Fig. 2.3 cuyo estudio se discutió en la Sección 2.2. Se tomó como base un puente universal de seis interruptores ideales alimentado por una fuente de voltaje ideal. Para controlar las compuertas de los seis interruptores, el modelo de la Fig. 4.12 incluye también un modulador

SPWM tradicional. La frecuencia de conmutación para el puente universal se ajusta como un parámetro del bloque *Triangle Generator*.

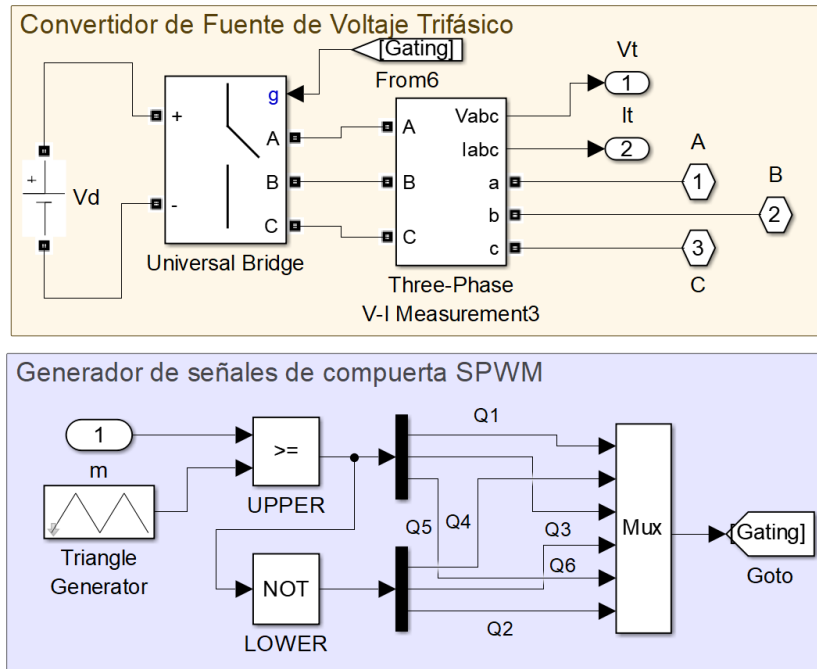


Figura 4.12: Modelo en Simulink™ para la PEI del DER.

El modelo del convertidor con su correspondiente filtro de salida se muestra en la Fig. 4.13. Se muestran los cuatro puntos de medición de las variables de voltaje y corriente de interés. Todas las variables de medición se agrupan en los parámetros de salida *Meas*.

Para la capa de control del DER se construyó el modelo mostrado en la Fig. 4.14. Este modelo consta de bloques de: conversión de las señales de voltaje y corriente a la salida del convertidor desde el marco de referencia *abc* al marco de referencia *dq0*, cálculo de potencias activa y reactiva, controlador de potencia y controlador de corriente.

El modelo completo del DER, con sus referencias de potencia para la capa de control y las señales de medición de parámetros de capa física se muestra en la Fig. 4.15.

La Fig. 4.16 muestra las capacidades de seguimiento de potencia de referencia del DER, vistas en el marco de referencia *dq0*. La dinámica de la potencia del convertidor es susceptible a sobretiros de gran magnitud dado el empleo de compensadores PI. Para reducir ese fenómeno transitorio, los compensadores deben sintonizarse para obtener un tiempo de respuesta considerablemente mayor que el periodo de la componente fundamental del voltaje y la corriente de la red. Este

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

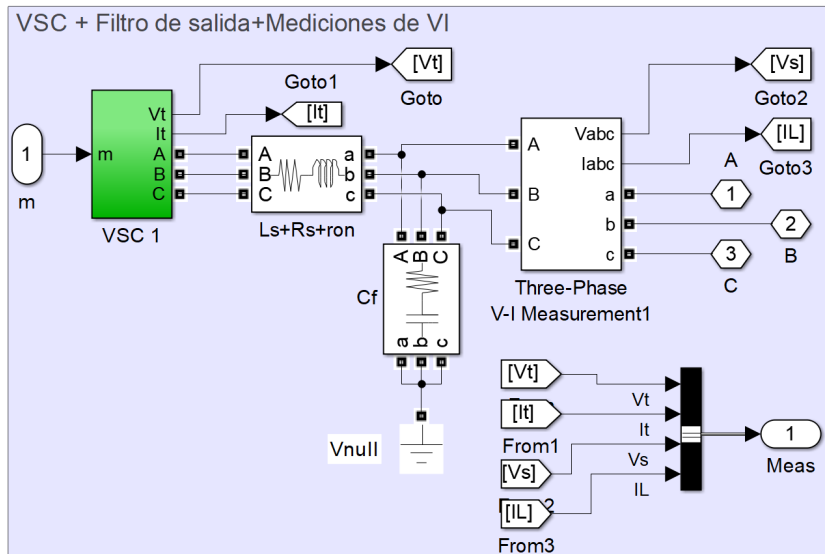


Figura 4.13: Modelo en Simulink™ para el acoplamiento del DER a la microred.

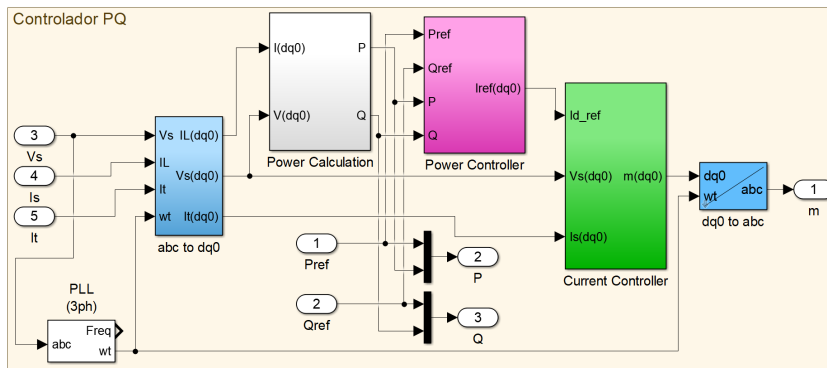


Figura 4.14: Modelo en Simulink™ para el controlador de potencia del DER.

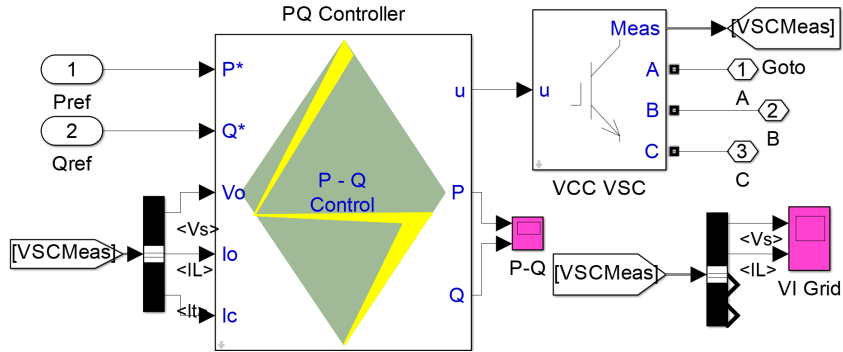


Figura 4.15: Modelo en Simulink™ para el DER.

comportamiento es característico del tipo de controlador que se modeló. Lo anterior sugiere que se debieran estudiar otros esquemas de controlador para la capa de control con la intención de reducir el tiempo de respuesta y reducir la magnitud de sobretiros transitorios de potencia. Sin embargo, el error en estado estable se mantiene bajo y efectivamente se logra el seguimiento de las potencias de referencia, lo que resulta adecuado y suficiente para los propósitos de validación de las referencias de potencia optimizadas por ADPSO.

En el caso que se estudia aquí, se sintonizaron los compensadores de potencia de forma que se obtuvo un tiempo de respuesta de unas cuatro veces el periodo de la componente fundamental de \vec{V}_s . Con esto, se limitó el sobretiro y tanto la potencia como la corriente de salida generada por el VSC presentan cambios suaves. La Fig. 4.17 muestra la evolución de la corriente \vec{i} a la salida del convertidor del DER en este escenario de simulación. La componente directa (d) del voltaje a la salida del DER, $V_{s,d}$, comparada contra la potencia generada por el DER (P_g en la Fig. 4.16), se muestra en la (Fig. 4.18). En esta última gráfica, se observa la proporcionalidad de la desviación de la magnitud del voltaje respecto de la magnitud de potencia generada.

4.3.2. Microred con DERs Alimentadores

A continuación, el modelo de DER alimentador de la sección anterior se empleó como bloque funcional de un modelo de simulación de la microred en bajo voltaje de la Fig. 4.1. La Fig. 4.19 muestra el modelo de simulación en Simulink. En este modelo se presentan las siguientes consideraciones:

1. Los tres DERs se modelan como el convertidor VSC con controlador de potencia de la sección anterior, a los que se les provee las referencias de potencia positiva a generar. Estas referencias serán las provenientes del proceso de optimización por ADPSO.

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

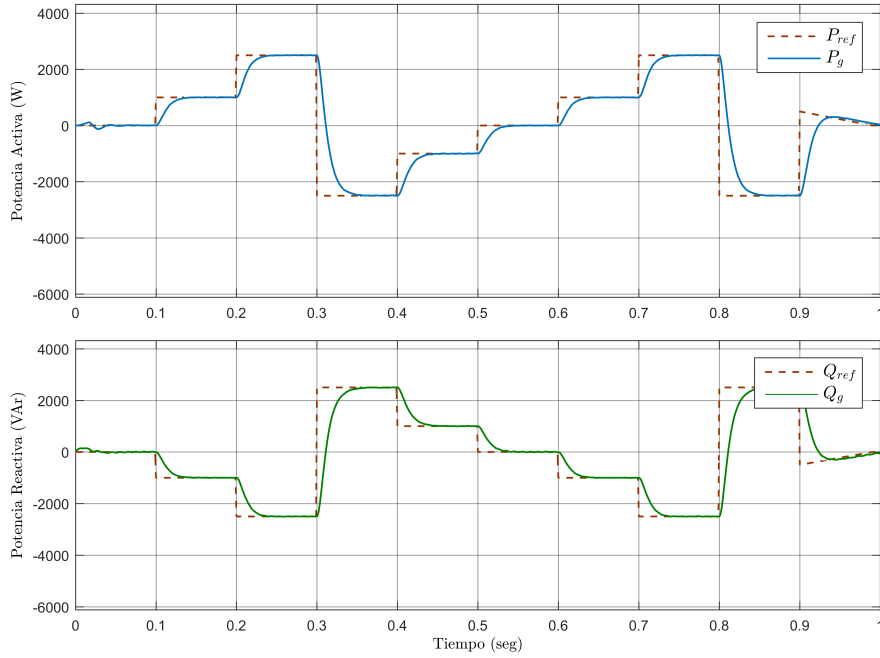


Figura 4.16: Seguimiento de la potencia activa (superior) y reactiva (inferior) de un DER alimentador.

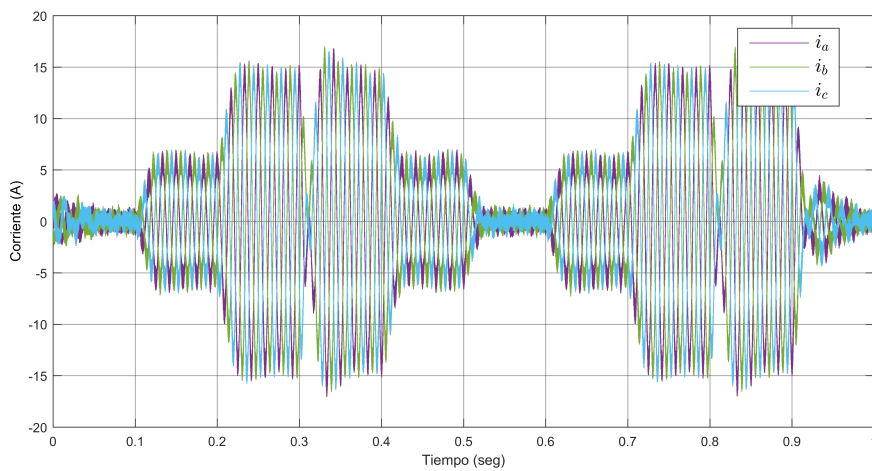


Figura 4.17: Corriente trifásica a la salida del DER.

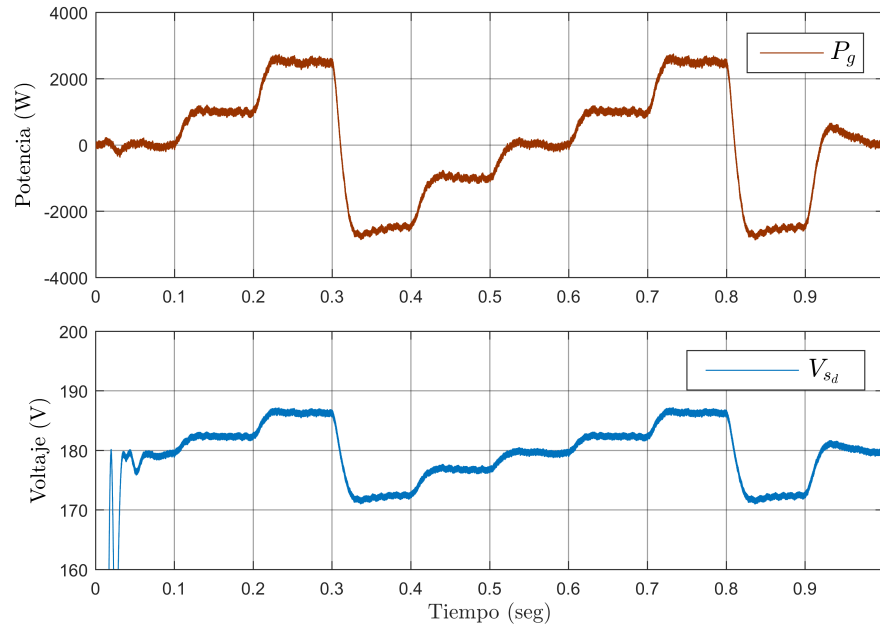


Figura 4.18: Proporcionalidad de la desviación en la componente directa (d) del voltaje a la salida del DER (inferior) respecto de la potencia activa (superior).

2. Las cargas se modelan como DERs con referencias de potencia negativas dadas por el pronóstico de FGU con la que se hizo el proceso de optimización.
3. Las impedancias de la red de distribución son las mismas que se emplean en el proceso de optimización para la solución del problema de flujo de potencia.
4. El periodo de simulación se implementó de manera que 100 ms corresponden a 1 hora con el interés de observar los efectos del flujo y del balance de potencia de la microred.

Las magnitud del voltaje trifásico para los seis buses de la microred se muestra en la Fig. 4.20. Se observan, como se esperaba, las variaciones de la magnitud en función del flujo de potencia generada y demandada en la microred. Se observa que las variaciones ocurren dentro del rango [341 V, 416 V] que corresponde al rango de voltaje especificado para el problema de optimización con ADPSO. Con esto se valida que las potencias de referencia optimizadas en el enfoque DEM con ADPSO efectivamente cumplen con la restricción de voltaje que se empleó como formulación del problema de optimización.

La potencia intercambiada entre la microred y la red de utilidad, vistas en el PCC, se muestra en la gráfica superior de la Fig. 4.21. Las gráficas media e inferior muestran la generación de

4. DEM EN UNA MICRORED DE BAJO VOLTAJE

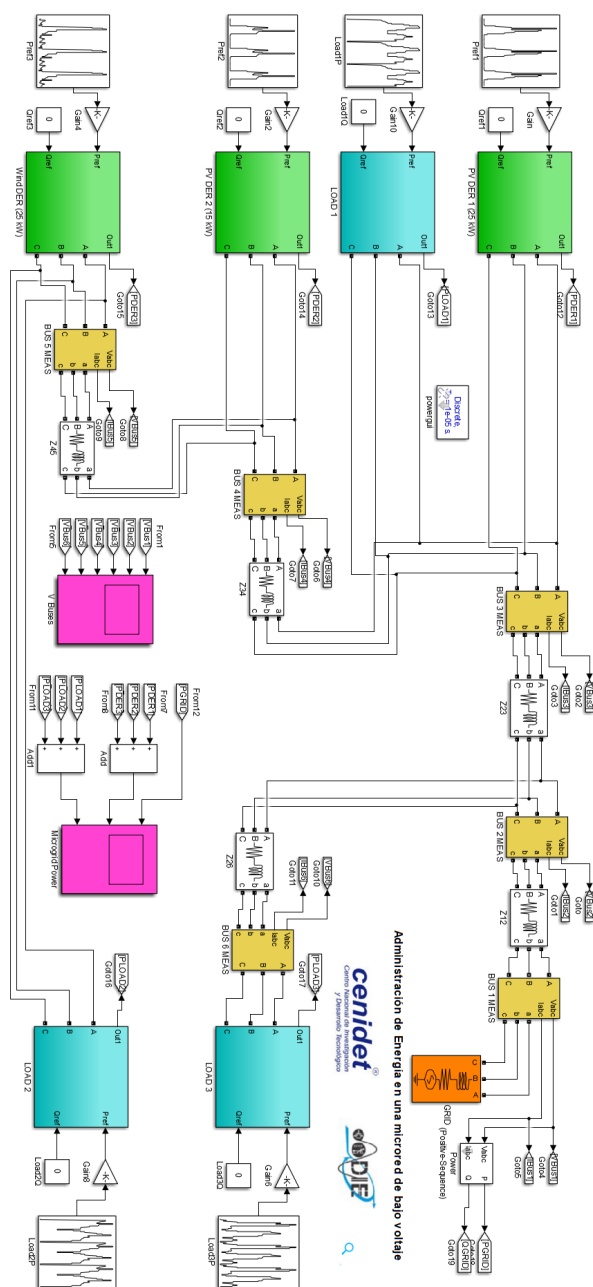


Figura 4.19: Modelo de simulación de una microred de bajo voltaje en Simulink™ basada en DERs alimentadores.

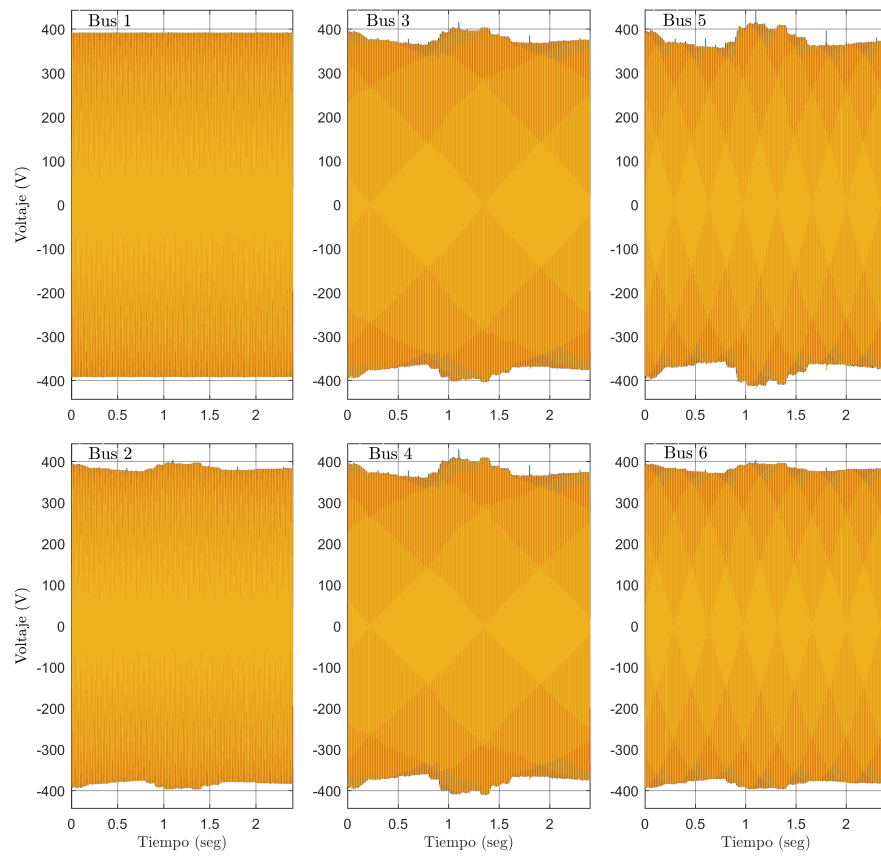


Figura 4.20: Voltaje en los buses de la microred.

total de potencia de los DERs y la demanda total de las cargas, respectivamente. El balance de las potencias puede notarse en los perfiles de las gráficas. Sin embargo, es notorio también que hay diferencias entre la potencia en el PCC y la suma de generación con demanda. Estas diferencias sugieren la existencia de pérdidas de potencia en la microred y en los convertidores de los DERs.

Con los resultados anteriores se deben interpretar dos aspectos importantes:

1. Los perfiles de potencia resultantes validan la restricción de balance de potencia, límites de potencia y la restricción de límites de voltaje del problema de optimización. Se comprueba y concluye que la optimización DEM con ADPSO es realizable y adecuada en un contexto de microred de bajo voltaje.
2. Los resultados sugieren que en la administración de energía se debiera mantener la consideración de lo que ocurre en los niveles jerárquicos inferiores de los controladores multinivel. Efectivamente, las consideraciones hechas para el escenario hipotético de prueba (algunos costos de la función de optimización y las pérdidas en la red de distribución despreciables), no tienen efectos sobre la eficiencia del algoritmo ADPSO. En este sentido, las suposiciones hechas no afectan la administración de energía efectuada en la capa de agente. Sin embargo, la simulación de la microred mostró que las pérdidas de potencia en la microred y en los convertidores de los DERs, P_{loss} son de magnitud suficiente para no ser despreciables (ver las pérdidas en la línea de impedancia Z_{12} en la Fig. 4.22 como ejemplo). Se puede concluir que el éxito esperado en la optimización de energía requiere conocer y respetar los parámetros del sistema total y sus respectivos dominios. En el caso que aquí se presentó de modo ilustrativo, los costos y los comandos de encendido o apagado de los DERs son del dominio de la capa de agente mientras que las pérdidas de potencia son del dominio de la capa física de la microred.

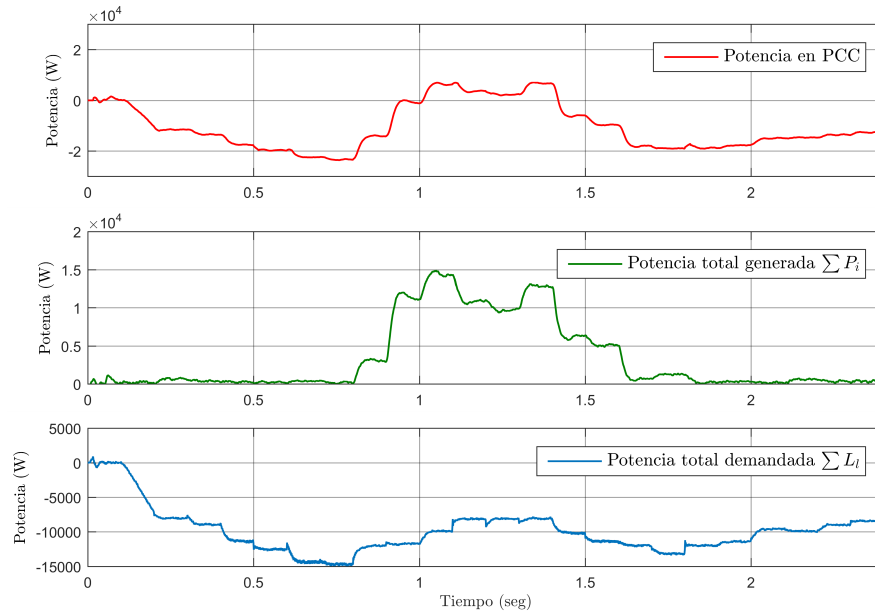


Figura 4.21: Potencia de la red de utilidad, total de los DERs y la demandada por las cargas.

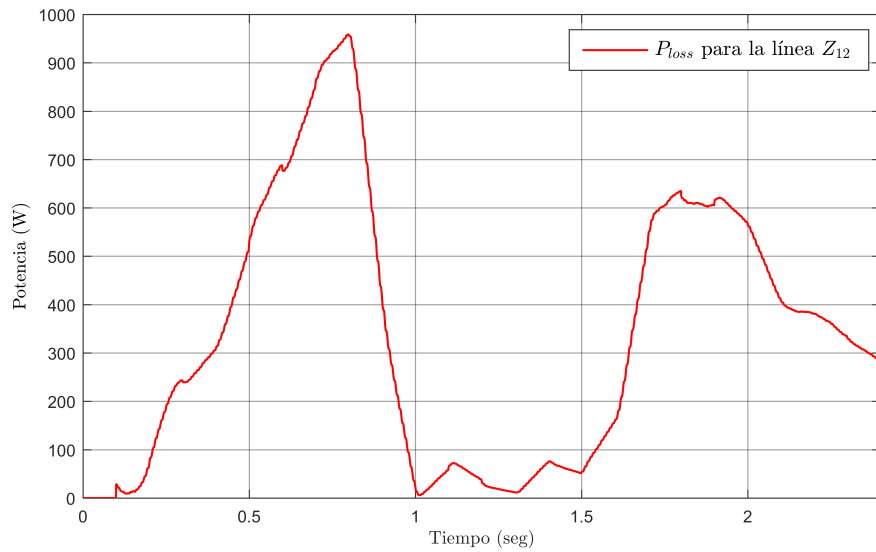


Figura 4.22: Pérdidas de potencia por conducción en la línea de distribución Z₁₂.

Conclusiones

5.1. Aportaciones

- Se propuso el estudio de la optimización de la administración de energía descentralizada (DEM) para microredes de bajo voltaje en CA empleando un algoritmo de optimización por enjambre de partículas asíncrono descentralizado (ADPSO).
- La propuesta ha sido la de integrar las capacidades DEM dentro del controlador físico de cada DER. Con ello, los dueños de DERs podrían involucrarse en la DEM mientras que el operador o dueño de la microred conserva su filosofía de control jerárquico. Esta integración de DEM distingue a este trabajo de otros. En este sentido, se obtuvieron resultados comparables a [97] en cuanto a la administración descentralizada pero se mejora en cuanto a la integración de un controlador habilitado para DEM.
- El marco de trabajo multicapa elegido para integrar DEM es aplicable y eficaz para la optimización descentralizada, lo que refuerza lo reportado en [96, 98, 100]. Se amplían aspectos de capa física como la regulación de voltaje en los nodos de la microred.
- La propuesta de ADPSO es de baja complejidad y de tasa de convergencia mejorada para resolver la optimización. Con lo que puede ser una alternativa eficiente para no requerir sistemas de cómputo potentes como es el caso de las soluciones de [97, 98, 100].
- El algoritmo ADPSO propuesto emplea de canales de comunicación de bajo ancho de banda. Esto diferencia este trabajo de otros [90–94, 99] donde algoritmos como el Método Primario Dual (PDM) o el Método de Multiplicadores de Dirección Alternante (ADMM) requieren de canales de comunicaciones de gran ancho de banda o bien requieren de conjuntos de computadoras potentes y altamente sincronizadas.

5. CONCLUSIONES

La propuesta de algoritmo ADPSO forma parte de la cuarta clase de algoritmos de administración de energía. ADPSO es una técnica de descentralización basada en la cooperación de varias unidades de procesamiento distribuidas en diferentes regiones físicas sobre la microrred. En comparación, las características la DEM con ADPSO se resumen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Comparación de paradigmas de EMS con este trabajo.

Referencia	Orientación a redes de gran escala	Requiere un canal de comunicaciones	Ejecutado en computadoras poco potentes	Integración de DEM en controladores de DER	Permite la participación de independientes
<i>Clase 1</i>					
[85], [80], [86], [87]	✓	X	X	X	X
<i>Clase 2</i>					
[88], [89], [90], [91]	✓✓	✓	X	X	✓
<i>Clase 3</i>					
[92], [93]	✓✓✓	✓✓	X	X	X
[94]	✓✓✓	✓	X	X	X
[95]	✓✓	✓✓	✓	X	✓
<i>Clase 4</i>					
[96], [99]	✓✓✓	✓✓	X	X	X
[97]	✓	✓	✓✓	✓	X
[98]	✓✓	✓	✓	X	✓
[100]	✓	✓	X	X	✓
Este trabajo	✓	✓	✓✓	✓✓	✓✓

X: No aplica, ✓: Bajo, ✓✓: Medio, ✓✓✓: Alto

5.2. Conclusión

En esta tesis se llevó a cabo un acercamiento al control de la potencia generada por los DERs en una microred de bajo voltaje para cumplir con un objetivo técnico-económico del operador y administrador de esa microred. En el enfoque propuesto se desarrolló una metodología con la que, mediante el empleo de ADPSO, se facilita la administración de energía descentralizada (DEM) de las potencias de los DERs. La propuesta se basó en un marco de trabajo multicapa en cuya tercera capa, llamada capa de agente, se ejecuta la optimización por ADPSO. La solución de este problema entrega un conjunto de salidas de referencia de potencia para operar sobre las capas inferiores del marco de trabajo, aquí llamadas capa de control y capa física. Dado que ADPSO optimiza un problema de DEM, efectivamente es posible reunir las tareas de agente de optimización, control e interfaz física del DER en la misma ubicación física. El término de controlador de DER habilitado en DEM (*DEM-enabled DER controller*) se propuso aquí para hacer referencia a esta entidad.

De forma complementaria, se realizó un ejercicio de emulación de capa de agente y simulación de capas de control y física para un escenario representativo de la optimización de costo operativo de una microred, bajo restricciones de voltaje y balance de potencia. Se validó la aplicabilidad y eficiencia de ADPSO sobre una red IEEE 802.11 de computadoras en placa (SBCs). Cada una de estas SBCs se empleó como un agente para resolver la DEM. Los resultados de esta prueba de laboratorio confirmaron la aplicabilidad de ADPSO en DEM y ciertas ventajas comparativas respecto a la solución centralizada tradicional: menor tiempo de procesamiento, menor error promedio, tasa de convergencia mejorada y capacidad de optimización multi-ronda. Una validación del marco de trabajo completo se hizo mediante la simulación transitoria de convertidores electrónicos de potencia operando como unidades alimentadoras de microred. Las referencias de potencia obtenidas con DEM basado en ADPSO se emplearon para ser las referencias de control de estas unidades alimentadoras. Los resultados de simulación mostraron que los parámetros físicos restrictivos establecidos en DEM efectivamente se respetan y cumplen cuando se emplean DERs habilitados para DEM.

El concepto de DER habilitado en DEM junto con la metodología propuesta son los productos de cumplimiento del primer objetivo particular de este trabajo: Obtener una estrategia de diseño de un controlador local de potencias de generación óptima para la interfaz de electrónica de potencia de un DER replicable para una microred. Por otro lado, los resultados de emulación de capa de agente y la simulación transitoria de las capas de control y física permiten validar el algoritmo ADPSO como técnica descentralizada de optimización de potencias de generación para la minimización de costo operativo que garantice la estabilidad eléctrica de la microred. Con esta validación se afirma la conclusión del segundo objetivo particular de esta investigación. Estos productos en conjunto validan la hipótesis inicial del trabajo: es posible diseñar un

controlador integrado multicapa habilitado para DEM para cada DER con el cual al mismo tiempo que se cumplen objetivos de minimización se mantiene la dinámica de distribución de potencia dentro de rangos normados. En este trabajo, a las interfaces de electrónica de potencia de cada DER de una microred se les proporcionan referencias de generación optimizadas por un EMS descentralizado basado en el algoritmo ADPSO, los controladores de esas interfaces se diseñan para reproducir fielmente la dinámica de esas referencias y la dinámica propia de la distribución de potencia en la microred forma parte del mismo proceso de optimización con ADPSO.

5.3. Trabajos Futuros

En relación al trabajo que se ha presentado se pueden hacer algunas recomendaciones para trabajos futuros.

- **Ciberseguridad en Microredes**
Se estudia acerca de la privacidad y en la seguridad de la información de todos los involucrados en una microred. Existe interés desde hace algunos años en analizar los aspectos mencionados. En [125, 126] se analiza la aplicación de tecnologías nacientes y maduras de comunicación de datos en entornos de redes inteligentes y microredes. En trabajos más recientes, las tecnologías de *blockchain* se introdujeron no sólo para comunicación de información sino también dentro del contexto de administración de energía [127] donde se han propuesto varios escenarios de aplicación, sobre todo en el contexto de múltiples microredes [128]. Recientemente, se ha propuesto introducir estas tecnologías directamente en la definición de algoritmos DEM [129, 130] con el enfoque de fomentar la adopción de microredes de mediana escala. Es recomendable identificar la oportunidad de integrar el algoritmo ADPSO con estas tecnologías. Se puede consultar acerca de este tema en [131, 132].
- **Hibridización de algoritmos para la administración de energía.**
Para resolver la optimización de un EMS, se ha reconocido las ventajas de los algoritmos de optimización bi-nivel como los basados en ADMM. Con ADPSO se ha demostrado las ventajas en términos de integración de DEM en los controladores locales de DERs. En [91] proponen aplicar el concepto de Sistema de Sistemas descentralizado jerárquico como un concepto de optimización de dos niveles donde se plantean dos problemas de optimización, uno supeditado al previo. En [133] proponen la obtención de una estrategia equilibrada en función de la solución combinada de la optimización bi-nivel. A partir de estudios como los anteriores, se han estado generando extensiones a los algoritmos existentes [134] para mejorar la eficiencia de la optimización en escenarios cada vez más complejos. Así,

se busca determinar un equilibrio entre un grupo de agentes descentralizados mediante la aplicación progresiva de la optimización [135, 136]. Se recomienda que el estudio multi-escala en horizontes de tiempo y en regiones podría resultar interesante a investigar con ADPSO y otros algoritmos.

- Estudio de un sistema *online* de administración de energía. Como se ha mencionado, el EMS que se presentó aquí no se ha desarrollado como un sistema capaz de operar la labor de despacho eléctrico en tiempo real. Para mejorar acerca de esa capacidad, resulta necesario tomar en cuenta aspectos como: la variabilidad de las fuentes de energía renovable y las cargas eléctricas en la red [137, 138], la administración de cargas críticas y no críticas [139], la variabilidad de las pérdidas por flujo de potencia y la eficiencia de los convertidores de electrónica de potencia [140, 141]. Además, resulta necesario estudiar las técnicas para contabilizar esos aspectos e intervalos de tiempo cortos [142], en el rango de minutos o fracción de minutos.

5.4. Productos y Actividades Relacionadas

- Artículo y Ponencia: *Processor-in-the-loop and hardware-in-the-loop simulation of electric systems based in FPGA*, 2016 13th International Conference on Power Electronics (CIEP), Guanajuato, 2016, pp. 172-177. doi: 10.1109/CIEP.2016.7530751, ISBN: 978-1-5090-1775-1 [143].
- Artículo y Ponencia: *Un Procedimiento para la Implementación HIL Microcontrolada de Sistemas LTI SISO en Laboratorios de Sistemas de Control*, Congreso Internacional en Tecnología, Innovación y Docencia (CITID) 2017, Morelos, Marzo, 2017, Año 1 No.1, pp. 379-386, ISBN: 2594-0465 [144].
- Estancia de Investigación en el Laboratorio de Simulación en Tiempo Real de la Gerencia de Equipos Eléctricos y la Gerencia de Transmisión y Distribución del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) en colaboración con el DIE-CENIDET. Supervisores: J. Rasgado y M.A. Zapata, Marzo de 2017 a Agosto de 2017, Cuernavaca, Morelos.
- Resumen y Ponencia: *On the Use of Asynchronous Distributed Particle Swarm Optimization for Solving a Problem of Energy Management System in a Grid Connected AC Microgrid*, Numerical and Evolutionary Optimization Workshop (NEO) '2017, Tijuana México, Septiembre 2017 [145].
- Conferencia: *Una Perspectiva de los Aspectos Legales y Regulatorios de las Microredes en México*, Ciclo de Conferencias DIE 2018, Cuernavaca, Morelos, Marzo 2018.

5. CONCLUSIONES

- Artículo y Ponencia: *Feeding Type and Forming Type Unit Behavior in Power Electronics Interface for Interconnected or Isolated Microgeneration*, 2018 14th International Conference on Power Electronics (CIEP), Cholula, México, 2018, pp. 124-129, ISBN: 978-1-5386-7428-4 [146].
- Artículo en Revista: *Microgrid Energy Management With Asynchronous Decentralized Particle Swarm Optimization*, in IEEE Access, vol. 9, pp. 69588-69600, Mayo, 2021 [147].
- Artículo y Ponencia: *Comparación de la carga computacional de variantes del método de Newton-Raphson para resolver el problema del flujo de potencia*, Congreso Internacional en Tecnología, Innovación y Docencia (CITID) 2021, Morelos, Mayo, 2021, Año 3 No.3, pp. 293-300, ISBN: 2594-0465 [148].

Bibliografía

- [1] Y. Zhangang, C. Yanbo, W. Chengshan, Y. Che, Z. Yang, K. W. E. Cheng, Y. Zhangang, C. Yanbo, and W. Chengshan, “Construction, operation and control of a laboratory-scale microgrid,” in *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*, pp. 1–5, 2009. [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [9](#), [10](#)
- [2] H. Ghoddami, M. B. Delghavi, and A. Yazdani, “An integrated wind-photovoltaic-battery system with reduced power-electronic interface and fast control for grid-tied and off-grid applications,” *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 128–137, 2012. [XIII](#), [9](#), [11](#)
- [3] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids: A General Approach Toward Standardization,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011. [XIII](#), [XIII](#), [12](#), [18](#), [19](#)
- [4] P. Fernández-Carrillo, S. Avila-Becerril, and G. Espinoza-Pérez, “Consenso en Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante Compensación,” in *Congreso Nacional de Control Automático, AMCA* (AMCA, ed.), vol. 1, pp. 527–532, oct 2015. [XIII](#), [12](#)
- [5] J. W. Simpson-Porco, F. Dorfler, F. Bullo, Q. Shafiee, and J. M. Guerrero, “Stability, power sharing, and distributed secondary control in droop-controlled microgrids,” *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2013*, no. Section V, pp. 672–677, 2013. [XIII](#), [12](#), [13](#)
- [6] B. B. Johnson, S. V. Dhople, A. O. Hamadeh, and P. T. Krein, “Synchronization of Non-linear Oscillators in an LTI Electrical Power Network,” *Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on*, vol. 61, no. 3, pp. 834–844, 2014. [XIII](#), [12](#), [14](#), [16](#)
- [7] A. Bidram and A. Davoudi, “Hierarchical structure of microgrids control system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, 2012. [XIII](#), [19](#)

- [8] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, “Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, pp. 4583–4592, oct 2011. [XIII](#), [XIII](#), [20](#), [21](#)
- [9] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castañón, A. Vargas-Martínez, and Y. Zhang, “A review of optimal control techniques applied to the energy management and control of microgrids,” *Procedia Computer Science*, vol. 52, no. 1, pp. 780–787, 2015. [XIII](#), [23](#), [24](#)
- [10] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, vol. 1, pp. 305–308 vol.1, 2002. [2](#), [8](#)
- [11] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, “A Review of Existing Microgrid Architectures,” *Journal of Engineering*, vol. 2013, no. 937614, p. 8, 2013. [3](#)
- [12] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 132–153, 2014. [3](#)
- [13] E. Gaona, C. Trujillo, and J. Guacaneme, “Rural microgrids and its potential application in colombia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 125–137, 2015. [3](#)
- [14] T. Suwannakum, “Mini-grid system for rural electrification in the great mekong sub-regional countries,” Jul 2008. [3](#)
- [15] F.-S. S. Tsai and F. C. Y. Lee, “High-frequency AC power distribution in Space Station,” *Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 239–253, mar 1990. [8](#)
- [16] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, “Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, 1993. [8](#)
- [17] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, “Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1184–1194, sep 2004. [8](#), [33](#), [34](#)
- [18] D. Georgakis, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, A. Engler, and C. Hardt, “Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources quipped with fast-acting power electronics interfaces,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, vol. 4, pp. 2521–2526 Vol.4, 2004. [8](#), [33](#)
- [19] D. Boroyevich, I. Cvetkovic, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, F. Lee, I. Cvetkovi??, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, and F. Lee, “Future electronic power distribution systems a contemplative view,” in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010 12th International Conference on*, pp. 1369–1380, may 2010. [8](#)

- [20] X. Wang, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, and Z. Chen, “A Review of Power Electronics Based Microgrids,” *International Journal of Power Electronics*, vol. 12, no. 1, pp. 181–192, 2012. [8](#), [32](#), [34](#)
- [21] 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,” *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, vol. 7, no. 4, pp. 42–55, 2013. [8](#)
- [22] I. Colak, E. Kabalci, G. Fulli, and S. Lazarou, “A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 562–579, 2015. [8](#)
- [23] P. Pinceti, M. Vanti, C. Brocca, M. Carnesecchi, and G. P. Macera, “Design criteria for a power management system for microgrids with renewable sources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 168–179, 2015. [8](#)
- [24] A. Meliopoulos, G. Cokkinides, and R. Lasseter, “A multiphase power flow model for /spl mu/grid analysis,” *36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2003. Proceedings of the*, p. 7 pp., 2003. [9](#)
- [25] A. Engler, “Control of parallel operating battery inverters,” *Photovoltaic Hybrid Power Systems*, no. 49, pp. 1–4, 2000. [9](#), [13](#), [68](#)
- [26] F. Katiraei and M. R. Iravani, “Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1821–1831, nov 2006. [9](#)
- [27] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 4734–4749, nov 2012. [9](#), [34](#)
- [28] J. M. Guerrero, L. Garcia De Vicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1205–1213, sep 2004. [13](#), [68](#)
- [29] M. N. Marwali, J.-W. Jung, and A. Keyhani, “Control of distributed generation systems - Part II: Load sharing control,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1551–1561, nov 2004. [13](#)
- [30] a. Engler and N. Sultanis, “Droop control in LV-grids,” in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 6 pp.–6, nov 2005. [13](#), [68](#)

- [31] Y. W. Li and C.-N. N. Kao, “An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 12, pp. 2977–2988, 2009. [15](#), [68](#)
- [32] J. Bloemink and M. R. Iravani, “Control of a Multiple Source Microgrid With Built-in Islanding Detection and Current Limiting,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 2122–2132, oct 2012. [15](#)
- [33] C. X. Dou and B. Liu, “Transient control for micro-grid with multiple distributed generations based on hybrid system theory,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 408–417, 2012. [15](#)
- [34] H. Bouattour, J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, F. Bullo, F. Dorfler, and F. Bullo, “Further results on distributed secondary control in microgrids,” in *Decision and Control (CDC), 2013 IEEE 52nd Annual Conference on*, pp. 1514–1519, 2013. [15](#)
- [35] T. Shintai, Y. Miura, and T. Ise, “Reactive power control for load sharing with virtual synchronous generator control,” in *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International*, vol. 2, pp. 846–853, 2012. [15](#)
- [36] S. D’Arco and J. A. Suul, “Virtual synchronous machines: Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids,” in *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, pp. 1–7, 2013. [15](#)
- [37] Y. Du, J. M. Guerrero, L. Chang, J. Su, and M. Mao, “Modeling, analysis, and design of a frequency-droop-based virtual synchronous generator for microgrid applications,” in *ECCE Asia Downunder (ECCE Asia), 2013 IEEE*, pp. 643–649, 2013. [15](#)
- [38] J. Liu, Y. Miura, and T. Ise, “Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators,” in *Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-ASIA), 2014 International*, pp. 1536–1543, may 2014. [15](#)
- [39] J. Meng, X. Shi, Y. Wang, and C. Fu, “A virtual synchronous generator control strategy for distributed generation,” in *Electricity Distribution (CICED), 2014 China International Conference on*, pp. 495–498, sep 2014. [15](#)
- [40] S. V. Dhople, B. B. Johnson, and A. O. Hamadeh, “Virtual Oscillator Control for voltage source inverters,” in *Communication, Control, and Computing (Allerton), 2013 51st Annual Allerton Conference on*, pp. 1359–1363, oct 2013. [15](#)
- [41] L.-Y. Lu and C.-C. Chu, “Autonomous power management and load sharing in isolated micro-grids by consensus-based droop control of power converters,” in *Future Energy Electronics Conference (IFEEEC), 2013 1st International*, pp. 365–370, nov 2013. [16](#)

-
- [42] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, and F. Bullo, “Synchronization and power sharing for droop-controlled inverters in islanded microgrids,” *Automatica*, vol. 49, no. 9, pp. 2603–2611, 2013. 16
- [43] J. Giraldo, E. Mojica-Nava, and N. Quijano, “Tracking of Kuramoto oscillators with input saturation and applications in smart grids,” in *American Control Conference (ACC), 2014*, pp. 2656–2661, 2014. 16
- [44] A. Tzavellas, P. Nguyen, P. Ribeiro, and W. Kling, “A game theory approach for coordinating multiple virtual synchronous generators,” in *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, pp. 1–6, 2013. 16
- [45] S. M. Ashabani and Y.-R. Y. A.-r. I. Mohamed, “New Family of Microgrid Control and Management Strategies in Smart Distribution Grids: Analysis, Comparison and Testing,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 2257–2269, sep 2014. 16
- [46] J. C. Vasquez, M. Josep, D. Wu, F. Tang, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Control and analysis of droop and reverse droop controllers for distributed generations,” in *Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD), 2014 11th International*, pp. 1–5, feb 2014. 16
- [47] D. He, D. Shi, and R. Sharma, “Consensus-based distributed cooperative control for microgrid voltage regulation and reactive power sharing,” in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*, pp. 1–6, oct 2014. 16
- [48] B. B. Johnson, S. V. Dhople, A. O. Hamadeh, and P. T. Krein, “Synchronization of Parallel Single-Phase Inverters With Virtual Oscillator Control,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 6124–6138, nov 2014. 16
- [49] C. Li, S. K. Chaudhary, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Power flow analysis algorithm for islanded LV microgrids including distributed generator units with droop control and virtual impedance loop,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2014 Twenty-Ninth Annual IEEE*, pp. 3181–3185, 2014. 16
- [50] P. Li, P. Dou, X. Wang, and X. Zhou, “A novel power sharing control strategy in low voltage MicroGrid with a variety of distributed generations,” in *PES General Meeting — Conference Exposition, 2014 IEEE*, pp. 1–5, 2014. 16
- [51] Y. Zhu, F. Zhuo, B. Liu, and H. Yi, “An enhanced load power sharing strategy for low-voltage microgrids based on inverse-droop control method,” in *Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-ASIA), 2014 International*, pp. 3546–3552, may 2014. 17

- [52] Q. Shafiee, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Distributed Secondary Control for Islanded Microgrids: A Novel Approach,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 1018–1031, feb 2014. [17](#)
- [53] Q. Shafiee, V. Nasirian, J. M. Guerrero, F. L. Lewis, and A. Davoudi, “Team-oriented adaptive droop control for autonomous AC microgrids,” in *Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE*, pp. 1861–1867, oct 2014. [17](#)
- [54] L. Jingang, Z. Hong, H. Wenshan, L. Xiaoqing, J. Lai, H. Zhou, W. Hu, and X. Lu, “Distributed secondary control for reactive power sharing of inverter-based DGs in microgrids,” in *Control Conference (CCC), 2015 34th Chinese*, vol. 2015-Septe, pp. 8990–8995, 2015. [17](#)
- [55] B. B. Johnson, M. Sinha, N. G. Ainsworth, F. Dorfler, and S. V. Dhople, “Synthesizing Virtual Oscillators to Control Islanded Inverters,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. PP, no. 99, p. 1, 2015. [17](#)
- [56] Y. Li, T. Yong, J. Cao, P. Ju, J. Yao, and S. Yang, “A consensus control strategy for dynamic power system look-ahead scheduling,” *Neurocomputing*, vol. 168, pp. 1085–1093, 2015. [17](#)
- [57] V. Nasirian, S. Moayedi, A. Davoudi, and F. L. Lewis, “Distributed Cooperative Control of DC Microgrids,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 4, pp. 2288–2303, 2015. [17](#)
- [58] V. Nasirian, Q. Shafiee, J. M. Guerrero, F. L. Lewis, and A. Davoudi, “Droop-Free Distributed Control for AC Microgrids,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 31, pp. 1600–1617, feb 2016. [17](#)
- [59] C. A. Hernandez-Aramburo, T. C. Green, and N. Mugniot, “Fuel consumption minimization of a microgrid,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 41, pp. 673–681, may 2005. [18](#)
- [60] S. B. Patra, J. Mitra, and S. J. Ranade, “Microgrid architecture: a reliability constrained approach,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pp. 2372–2377 Vol. 3, 2005. [18](#)
- [61] P. Poonpun and W. T. Jewell, “Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 2, pp. 529–534, 2008. [18](#)
- [62] J. Lopes, C. Moreira, and A. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006. [18](#), [34](#)

- [63] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, 2008. [18](#)
- [64] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi, and K. Nagasaka, “Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, no. 4, pp. 1688–1699, 2013. [20](#)
- [65] A. Madureira, C. Gouveia, C. Moreira, L. Seca, and J. P. Lopes, “Coordinated management of distributed energy resources in electrical distribution systems,” in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*, no. October 2015, pp. 1–8, 2013. [20](#)
- [66] J. Zhang, D. Guo, F. Wang, Y. Zuo, and H. Zhang, “Research on energy management strategy for islanded microgrid based on hybrid storage device,” in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on*, pp. 91–96, oct 2013. [20](#)
- [67] Y. Zhang, H. J. Jia, and L. Guo, “Energy management strategy of islanded microgrid based on power flow control,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, no. 20090032110064, pp. 1–8, 2012. [20](#)
- [68] F. Dorfler, J. W. Simpson-porco, F. Bullo, D. Florian, J. W. Simpson-porco, F. Bullo, F. Dorfler, J. W. Simpson-porco, and F. Bullo, “Plug-and-play control and optimization in microgrids,” in *Decision and Control (CDC), 2014 IEEE 53rd Annual Conference on*, no. Section II, pp. 211–216, 2014. [22](#)
- [69] G. Chen and E. Feng, “Distributed secondary control and optimal power sharing in microgrids,” *Automatica Sinica, IEEE/CAA Journal of*, vol. 2, no. 3, pp. 304–312, 2015. [22](#)
- [70] D. O. Elamine, E. H. Nfaoui, and B. Jaouad, “Multi-agent system based on fuzzy control and prediction using NN for smart microgrid energy management,” in *Intelligent Systems and Computer Vision (ISCV), 2015*, pp. 1–6, 2015. [22](#)
- [71] W. El-Baz and P. Tzscheutschler, “Short-term smart learning electrical load prediction algorithm for home energy management systems,” *Applied Energy*, vol. 147, pp. 10–19, 2015. [22](#)
- [72] M. Rouholamini and M. Mohammadian, “Energy management of a grid-tied residential-scale hybrid renewable generation system incorporating fuel cell and electrolyzer,” *Energy and Buildings*, vol. 102, pp. 406–416, 2015. [22](#)
- [73] M. Elsied, A. Oukaour, H. Gualous, and R. Hassan, “Energy management and optimization in microgrid system based on green energy,” *Energy*, vol. 84, no. C, pp. 139–151, 2015. [22](#)

- [74] K. Rahbar, J. Xu, and R. Zhang, “Real-Time Energy Storage Management for Renewable Integration in Microgrid: An Off-Line Optimization Approach,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 6, no. 1, pp. 124–134, 2015. [22](#)
- [75] R. Canseco-Rodal, S. Avila-Becerril, and G. Espinoza-Pérez, “Un enfoque Hamiltoniano para la estabilización de microredes incluyendo dinámicas de los convertidores,” in *Congreso Nacional de Control Automático, AMCA* (AMCA, ed.), vol. 1, pp. 195–200, oct 2015. [22](#)
- [76] T. T. Gamage, Y. Liu, T. A. Nguyen, X. Qiu, B. M. McMillin, and M. L. Crow, “A Novel Flow Invariants-Based Approach to Microgrid Management,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 6, no. 2, pp. 516–525, 2015. [22](#)
- [77] M. Guay, I. Vandermeulen, S. Dougherty, and P. J. Mclellan, “Distributed extremum-seeking control over networks of dynamic agents,” in *American Control Conference (ACC), 2015*, pp. 159–164, 2015. [22](#)
- [78] A. Kahrobaeian and Y.-R. Ibrahim Mohamed, “Networked-Based Hybrid Distributed Power Sharing and Control for Islanded Microgrid Systems,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, pp. 603–617, feb 2015. [22](#)
- [79] E. Drayer, F. Meyer, J. Hegemann, and M. Braun, “Control strategies for a decentralized, real-time operation of distribution grids,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015. [23](#)
- [80] P. Li, D. Xu, Z. Zhou, W.-j. Lee, and B. Zhao, “Stochastic Optimal Operation of Microgrid Based on Chaotic Binary Particle Swarm Optimization,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 1–1, 2015. [23](#), [24](#), [27](#), [100](#)
- [81] K. P. Kumar, B. Saravanan, and K. Swarup, “Optimization of Renewable Energy Sources in a Microgrid Using Artificial Fish Swarm Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 90, no. December 2015, pp. 107–113, 2016. [23](#)
- [82] S. Sharma, S. Bhattacharjee, and A. Bhattacharya, “Grey wolf optimisation for optimal sizing of battery energy storage device to minimise operation cost of microgrid,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 625–637, 2016. [23](#)
- [83] A. A. Moghaddam, A. Seifi, and T. Niknam, “Multi-operation management of a typical micro-grids using Particle Swarm Optimization: A comparative study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012. [23](#)
- [84] C. Gamarra and J. M. Guerrero, “Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 413–424, 2015. [24](#)

-
- [85] D. P. Ladumor, I. N. Trivedi, R. H. Bhesdadiya, and P. Jangir, “A grey wolf optimizer algorithm for voltage stability enhancement,” in *2017 Third International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB)*, pp. 278–282, 2017. [24](#), [27](#), [100](#)
- [86] T. F. Agajie, A. O. Salau, E. A. Hailu, M. Sood, and S. Jain, “Optimal sizing and siting of distributed generators for minimization of power losses and voltage deviation,” in *2019 5th International Conference on Signal Processing, Computing and Control (ISPCC)*, pp. 292–297, 2019. [24](#), [27](#), [100](#)
- [87] S. Ahmad, M. Naeem, and A. Ahmad, “Low complexity approach for energy management in residential buildings,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 1, p. e2680, 2019. e2680 etep.2680. [24](#), [27](#), [100](#)
- [88] S. Ahmad, M. M. Alhaisoni, M. Naeem, A. Ahmad, and M. Altaf, “Joint energy management and energy trading in residential microgrid system,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 123334–123346, 2020. [25](#), [27](#), [100](#)
- [89] D. Gregoratti and J. Matamoros, “Distributed energy trading: The multiple-microgrid case,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 4, pp. 2551–2559, 2015. [25](#), [27](#), [100](#)
- [90] I. Joo and D. Choi, “Distributed optimization framework for energy management of multiple smart homes with distributed energy resources,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 15551–15560, 2017. [25](#), [27](#), [99](#), [100](#)
- [91] B. Zhao, X. Wang, D. Lin, M. M. Calvin, J. C. Morgan, R. Qin, and C. Wang, “Energy management of multiple microgrids based on a system of systems architecture,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6410–6421, 2018. [25](#), [27](#), [99](#), [100](#), [102](#)
- [92] T. Mühlpfordt, X. Dai, A. Engelmann, and V. Hagenmeyer, “Distributed power flow and distributed optimization - formulation, solution, and open source implementation,” *ArXiv*, vol. abs/2011.10322, 2020. [25](#), [27](#), [99](#), [100](#)
- [93] D. Jakovetić, D. Bajović, J. Xavier, and J. M. F. Moura, “Primal–dual methods for large-scale and distributed convex optimization and data analytics,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 108, no. 11, pp. 1923–1938, 2020. [25](#), [27](#), [28](#), [99](#), [100](#)
- [94] Q. Peng and S. Low, “Distributed algorithm for optimal power flow on unbalanced multiphase distribution networks,” *arXiv: Optimization and Control*, 2015. [25](#), [27](#), [28](#), [99](#), [100](#)
- [95] Z. J. Wang, Z. H. Zhan, W. J. Yu, Y. Lin, J. Zhang, T. L. Gu, and J. Zhang, “Dynamic group learning distributed particle swarm optimization for large-scale optimization and
-

- its application in cloud workflow scheduling,” *IEEE Transactions on Cybernetics*, vol. 50, no. 6, pp. 2715–2729, 2020. [25](#), [27](#), [100](#)
- [96] T.-H. Chang, M. Hong, W.-C. Liao, and X. Wang, “Asynchronous distributed admm for large-scale optimization—part i: Algorithm and newline convergence analysis,” *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 64, p. 3118–3130, Jun 2016. [26](#), [27](#), [99](#), [100](#)
- [97] A. Korompili, P. Pandis, and A. Monti, “Distributed opf algorithm for system-level control of active multi-terminal dc distribution grids,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 136638–136654, 2020. [26](#), [27](#), [28](#), [51](#), [99](#), [100](#)
- [98] N. Gionfra, G. Sandou, H. Siguerdidjane, P. Loevenbruck, and D. Faille, “A novel distributed particle swarm optimization algorithm for the optimal power flow problem,” in *2017 IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*, pp. 656–661, 2017. [26](#), [27](#), [51](#), [99](#), [100](#)
- [99] Z. Yi, Y. Xu, J. Hu, M. Chow, and H. Sun, “Distributed, neurodynamic-based approach for economic dispatch in an integrated energy system,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 4, pp. 2245–2257, 2020. [26](#), [27](#), [28](#), [99](#), [100](#)
- [100] J. Yang, W. Feng, X. Hou, Q. Xia, X. Zhang, and P. Wang, “A distributed cooperative control algorithm for optimal power flow and voltage regulation in dc power system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, pp. 892–903, 2020. [26](#), [27](#), [99](#), [100](#)
- [101] M. T. Hale, A. Nedić, and M. Egerstedt, “Asynchronous multiagent primal-dual optimization,” *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 62, no. 9, pp. 4421–4435, 2017. [27](#)
- [102] C. L. Moreira, F. O. Resende, and J. A. P. Lopes, “Using low voltage MicroGrids for service restoration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 395–403, 2007. [31](#)
- [103] F. D. Kanellos, a. I. Tsouchnikas, N. D. Hatziargyriou, and S. Member, “Micro-Grid Simulation during Grid-Connected and Islanded Modes of Operation,” *International Conference on Power Systems Transients*, no. January, p. 6, 2005. [31](#)
- [104] J. Lee, B. Han, and N. Choi, “DC micro-grid operational analysis with detailed simulation model for distributed generation,” in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, pp. 3153–3160, sep 2010. [31](#)
- [105] M. F. Elsied, A. Oukaour, H. Gualous, Y. Slamani, R. Hassan, and A. Amin, “Analysis, Modeling, and Control of an AC Microgrid System Based on Green Energy,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. Renewable, no. 12, pp. 1–8, 2014. [31](#), [34](#)

- [106] E. Planas, J. Andreu, J. I. Garate, I. Martinez De Alegria, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 726–749, 2015. [33](#)
- [107] R. N. Beres, X. Wang, M. Liserre, F. Blaabjerg, and C. L. Bak, “A Review of Passive Power Filters for Three-Phase Grid-Connected Voltage-Source Converters,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, no. 1, pp. 54–69, 2016. [40](#)
- [108] A. Yazdani, “Control of an islanded distributed energy resource unit with load compensating feed-forward,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–7, 2008. [42](#)
- [109] M. B. Delghavi and A. Yazdani, “A control strategy for islanded operation of a distributed resource (dr) unit,” in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2009. [42](#)
- [110] N. Mahmud and A. Zahedi, “Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 582–595, 2016. [45](#)
- [111] J. Pascual, J. Barricarte, P. Sanchis, and L. Marroyo, “Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting,” *Applied Energy*, vol. 158, no. C, pp. 12–25, 2015. [52](#)
- [112] D. Li, A. Zouma, J.-T. Liao, and H.-T. Yang, “An energy management strategy with renewable energy and energy storage system for a large electric vehicle charging station,” *eTransportation*, vol. 6, p. 100076, 2020. [52](#)
- [113] A. Carpinone, M. Giorgio, R. Langella, and A. Testa, “Markov chain modeling for very-short-term wind power forecasting,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 152–158, 2015. [53](#)
- [114] F. Wang, Z. Xuan, Z. Zhen, K. Li, T. Wang, and M. Shi, “A day-ahead pv power forecasting method based on lstm-rnn model and time correlation modification under partial daily pattern prediction framework,” *Energy Conversion and Management*, vol. 212, p. 112766, 2020. [53](#)
- [115] 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. [53](#)
- [116] S. Burak Akat and V. Gazi, “Decentralized asynchronous particle swarm optimization,” *2008 IEEE Swarm Intelligence Symposium, SIS 2008*, 2008. [53](#)

- [117] N. A. A. Aziz and Z. Ibrahim, “Asynchronous particle swarm optimization for swarm robotics,” in *Procedia Engineering*, 2012. 53
- [118] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: Models, methods, and future research,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2999–3008, 2017. 61
- [119] A. Ahmad Khan, M. Naeem, M. Iqbal, S. Qaisar, and A. Anpalagan, “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1664 – 1683, 2016. 61
- [120] S. Ahmad, M. Naeem, and A. Ahmad, “Unified optimization model for energy management in sustainable smart power systems,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 4, p. e12144, 2020. e12144 ITEES-18-0799.R3. 61
- [121] H. Ahmad, A. Ahmad, and S. Ahmad, “Efficient energy management in a microgrid,” in *2018 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, pp. 1–5, 2018. 61
- [122] B. Sereeter, C. Vuik, and C. Witteveen, “On a comparison of newton–raphson solvers for power flow problems,” *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 360, pp. 157 – 169, 2019. 64
- [123] The Raspberry Pi Foundation, “Raspberry pi,” 2021. 81
- [124] The BeagleBoard.org Foundation, “Beagleboard.org-green,” 2021. 81
- [125] N. Aitzhan and D. Svetinovic, “Security and privacy in decentralized energy trading through multi-signatures, blockchain and anonymous messaging streams,” *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, vol. PP, pp. 1–1, 10 2016. 102
- [126] S. Zhang, M. Pu, B. Wang, and B. Dong, “A privacy protection scheme of microgrid direct electricity transaction based on consortium blockchain and continuous double auction,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 151746–151753, 2019. 102
- [127] S. Rahmadika, D. R. Ramdania, and M. Harika, “Security analysis on the decentralized energy trading system using blockchain technology,” *Jurnal Online Informatika*, vol. 3, pp. 1–1, 10 2018. 102
- [128] Z. Li, M. Shahidehpour, and X. Liu, “Cyber-secure decentralized energy management for iot-enabled active distribution networks,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, pp. 900–917, 10 2018. 102

-
- [129] Z. Li, S. Bahramirad, A. Paaso, M. Yan, and M. Shahidehpour, “Blockchain for decentralized transactive energy management system in networked microgrids,” *The Electricity Journal*, vol. 32, pp. 58–72, 2019. [102](#)
- [130] A. Paudel, M. Khorasany, and H. B. Gooi, “Decentralized local energy trading in microgrids with voltage management,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 2, pp. 1111–1121, 2021. [102](#)
- [131] A. Hasankhani, S. M. Hakimi, M. Shafie-khah, and H. Asadolahi, “Blockchain technology in the future smart grids: A comprehensive review and frameworks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, p. 106811, 2021. [102](#)
- [132] Q. Yang and H. Wang, “Blockchain-empowered socially optimal transactive energy system: Framework and implementation,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, pp. 3122–3132, 2021. [102](#)
- [133] M. Hu, Y.-W. Wang, X. Lin, and Y. Shi, “A decentralized periodic energy trading framework for pelagic islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 9, pp. 7595–7605, 2020. [102](#)
- [134] R. Carli and M. Dotoli, “Decentralized control for residential energy management of a smart users microgrid with renewable energy exchange,” *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 6, no. 3, pp. 641–656, 2019. [102](#)
- [135] H. Zhou and M. Erol-Kantarci, “Decentralized microgrid energy management: A multi-agent correlated q-learning approach,” in *2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, pp. 1–7, 2020. [103](#)
- [136] P. Xie, Y. Jia, H. Chen, J. Wu, and Z. Cai, “Mixed-stage energy management for decentralized microgrid cluster based on enhanced tube model predictive control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2021. [103](#)
- [137] P. Xie, Z. Cai, P. Liu, X. Li, Y. Zhang, and D. Xu, “Microgrid system energy storage capacity optimization considering multiple time scale uncertainty coupling,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5234–5245, 2019. [103](#)
- [138] H. Shuai, J. Fang, X. Ai, W. Yao, J. Wen, and H. He, “On-line energy management of microgrid via parametric cost function approximation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3300–3302, 2019. [103](#)
- [139] A. Ajoulabadi, S. N. Ravadanegh, and Behnam Mohammadi-Ivatloo, “Flexible scheduling of reconfigurable microgrid-based distribution networks considering demand response program,” *Energy*, vol. 196, p. 117024, 2020. [103](#)

- [140] M. Amyotte and M. Ordonez, “Power loss prediction for distributed energy resources: Rapid loss estimation equation,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 3, pp. 2289–2299, 2021. [103](#)
- [141] M. Anees, T. Moaz, S. Hussain, H. A. Khan, and M. Nasir, “Evaluation of system losses for 48v and 380v solar powered lvdc microgrids,” in *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2020. [103](#)
- [142] L. Luo, S. S. Abdulkareem, A. Rezvani, M. R. Miveh, S. Samad, N. Aljojo, and M. Pazhoohesh, “Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101306, 2020. [103](#)
- [143] J. Mina, Z. Flores, E. López, A. Pérez, and J.-H. Calleja, “Processor-in-the-loop and hardware-in-the-loop simulation of electric systems based in fpga,” in *2016 13th International Conference on Power Electronics (CIEP)*, pp. 172–177, 2016. [103](#)
- [144] A. C. Pérez-Flores, A. Salgado, and A. Paredes, “Un procedimiento para la implementación hil microcontrolada de sistemas lti siso en laboratorios de sistemas de control,” *Congreso Internacional en Tecnología, Innovación y Docencia (CITID) 2017*, vol. 1, pp. 379–386, Mar. 2017. [103](#)
- [145] A. C. Pérez-Flores, J. Mina, V. H. Olivares, J. H. Calleja, and A. Jaime, “On the use of asynchronous distributed particle swarm optimization for solving a problem of energy management system in a grid connected AC microgrid,” in *5th International Workshop on Numerical and Evolutionary Optimization (NEO) 2017*, 2017. [103](#)
- [146] A. Pérez-Flores, J. Mina, V.-H. Olivares, J. Arau, and H. Calleja, “Feeding type and forming type unit behavior in power electronics interface for interconnected or isolated microgeneration,” in *2018 14th International Conference on Power Electronics (CIEP)*, pp. 124–129, 2018. [104](#)
- [147] A. C. Pérez-Flores, J. D. M. Antonio, V. H. Olivares-Peregrino, H. R. Jiménez-Grajales, A. Claudio-Sánchez, and G. V. G. Ramírez, “Microgrid energy management with asynchronous decentralized particle swarm optimization,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 69588–69600, 2021. [104](#)
- [148] A. C. Pérez-Flores and J. D. Mina, “Comparación de la carga computacional de variantes del método de newton-raphson para resolver el problema del flujo de potencia,” in *Congreso Internacional en Tecnología, Innovación y Docencia (CITID) 2021*, vol. 3, pp. 293–300, May 2021. [104](#)