



DOCUMENTO TÉCNICO

**Una revisión al panorama de la planificación, gestión y evaluación de
proyectos microrred en el mundo**

Agosto de 2021

PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES ELÉCTRICAS

Una revisión al panorama de la planificación, gestión y evaluación de proyectos microrred en el mundo

RESUMEN

Gracias al potencial de construir una red eléctrica con más accesibilidad, seguridad y sostenibilidad, las microrredes eléctricas se presentan hoy día no sólo como una alternativa topológica interesante, sino como una solución tecnológica viable. Con la implementación de las microrredes eléctricas, y mediante un amplio despliegue de fuentes limpias de energía aprovechables de manera local, se espera alcanzar la descentralización energética, mayor economía de las operaciones, más confiabilidad y mayor reducción de las emisiones contaminantes. No obstante, para que las microrredes se establezcan como una respuesta sostenible tanto económica, como social y ambiental, es necesario responder a desafíos clave en su planificación, su gestión y sus marcos regulatorios. Para nuestro país, estas respuestas deben contemplar las especificidades de nuestro potencial energético regional y nacional, además de las necesidades socioculturales, ambientales y económicas de las subregiones de Colombia. Desde esta perspectiva, el siguiente reporte técnico ofrece una revisión a los desafíos de la planificación, la gestión, la evaluación y la regulación de microrredes eléctricas, reconociéndolas a través de una óptica multidimensional y enfocando escenarios de desarrollo basados en los conceptos de optimización multiobjetivo, evaluación multicriterio y normatividad.

PALABRAS CLAVE

Microrredes eléctricas, planificación, gestión de energía, operación de microrredes, optimización multiobjetivo, toma de decisiones multicriterio, marcos regulatorios, normatividad

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES	4
2. PARTICIPANTES	4
3. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	5
4. INTRODUCCIÓN	5
5. MARCO TEÓRICO	6
5.1 Introducción	6
5.2 La Red Eléctrica Tradicional	7
5.3 La <i>Smart-Grid</i>	8
5.4 Anatomía de la <i>Smart-Grid</i>	9
5.5 Microrredes	11
5.6 Planeación y gestión de las operaciones	15
5.7 El Problema de la Gestión de la Energía Eléctrica en Microrredes	16
6. EVALUACIÓN DE PROYECTOS	18
6.1 Introducción	18
6.2 Indicadores clave de desempeño (KPIs)	18
6.3 Instrucciones Generales para un Sistema de Indicadores de Desempeño	19
6.4 Dimensiones de Sostenibilidad en Microrredes	20
6.5.1 Dimensión Energética	21
6.5.2 Dimensión Medioambiental	21
6.5.3 Dimensión Económica	21
6.5.4 Dimensión social	22
6.5 Indicadores de Desempeño en Redes Eléctricas	22
6.5.5 Metodologías de evaluación	24
6.5.6 Arquitecturas de Monitorización, Planeación y Seguimiento	25
6.5.7 Eficiencia energética y respuesta de la demanda	26
6.5.8 Sistemas de gestión de la energía (EMS)	26
6.5.9 Microrredes de energía	27
6.5.10 Smart Energy Cities	27
6.5.11 Metodologías de evaluación de proyectos	28
6.5.12 Aplicaciones de técnicas de decisión multinivel	30
6.5.13 Discusión	31
7. PLANIFICACIÓN DE MICRORREDES	32
7.1 Introducción	32
7.2 Revisión de Literatura	33

8. GESTIÓN DE ENERGÍA EN MICRORREDES	36
8.1 Gestión Óptima de la Energía Eléctrica en Microrredes	36
8.2 El Tomador de Decisión, (Operador de la Microrred)	38
9. NORMATIVIDAD COLOMBIANA Y ESTÁNDARES PARA LA PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES	40
9.1 Regulación Nacional Aplicable a los Aspectos Técnicos de FNCER Y DER	41
9.2 Estándares Internacionales Aplicables en la Planificación y Gestión de Microrredes	42
10. BIBLIOGRAFÍA	45

1. GENERALIDADES

Este reporte se construye mediante una visión compartida, lograda a través de la colaboración al interior del capítulo 06.03, Planificación y gestión de microrredes eléctricas, mesa que hace parte del Comité de Estudios C06 – Sistemas de distribución y generación dispersa.

2. PARTICIPANTES

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

Líderes

Dany Mauricio López Santiago	Universidad del Valle
Eduardo Francisco Caicedo Bravo	Universidad del Valle
Wilfredo Alfonso Morales	Universidad del Valle

Integrantes

Andrés Darío Pantoja	Universidad de Nariño
Danilo Montoya Giraldo	Pontificia Universidad Javeriana
Eduardo Gómez Luna	Potencia y Tecnologías Incorporadas PTI S.A.
Fabian Andrés Zúñiga	Universidad del Valle
Javier Revelo	Universidad de Nariño
Juan Carlos Serna	Potencia y Tecnologías Incorporadas PTI S.A.
Nicolás Muñoz Galeano	Universidad de Antioquia
Oscar Sebastián Marín	HMV Ingeniería
Pablo Muñoz	Universidad del Quindío
William Giraldo	CELSIA S.A.

3. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AC/DC: Corriente Alterna a Corriente Directa

CB: Circuit Breaker

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DER: Recursos Distribuidos de Energía

EMS: Sistema de Gestión de Energía

FCE: Fuentes Convencionales de Energía

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

FP: Factor de potencia

GD: Generación Distribuida

HIL: Hardware-in-the-loop

MG: Main-Grid

MGCS: Microgrid Control System (SCM Sistema de control de la microrred)

MR: Microrred

P: Potencia activa

PDI: Punto De Interconexión

Q: Potencia reactiva

R: Resistencia de línea

SP: Sistemas de Potencia

V: Tensión en nodo

ZNI: Zonas No Interconectadas

4. INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas tradicionales se encuentran en un proceso de transformación hacia redes eléctricas más eficientes y sostenibles, conocidas comúnmente como Redes Eléctricas Inteligentes o *smart-grids*. Para lograr esta transformación, la Generación Distribuida (GD), soportada en Fuentes Convencionales y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FCE y FNCER, respectivamente), sumada a la gestión tanto de la energía generada, como del consumo y la optimización de las operaciones en tiempo real, se constituyen en respuestas adecuadas y en desafíos tecnológicos a resolver. A través de la resolución de estos desafíos, se esperan mejoras en aspectos técnicos, ambientales, sociales, eficiencia, flexibilidad, escalabilidad y diversificación energética, reducción en la emisión de gases contaminantes, electrificación en Zonas No Interconectadas (ZNI), entre otros.

En Colombia, la producción actual de energía proviene principalmente de la hidroelectricidad con cerca de dos tercios de la capacidad efectiva neta. De tal manera, se ha emprendido la búsqueda de soluciones de diversificación de la canasta energética y un uso más eficiente de la energía que evite la concentración del riesgo de falla y permita el aprovechamiento de nuevos recursos energéticos, en todo el territorio nacional, donde cerca de dos terceras partes de él no se encuentran conectadas al SIN. Una visión general sobre el uso más conveniente de esta diversificación de la canasta energética y uso más eficiente de la energía se basa en la implementación de nuevas topologías de Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) conocidas como microrredes, las cuales hacen uso de las tecnologías de la información y comunicación para actuar de manera autónoma o conectada al

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por su gran potencial, en países desarrollados se adelantan estudios y se despliegan pilotos de microrredes para evaluar sus fortalezas y debilidades con respecto a las redes tradicionales con generación centralizada. A través de las microrredes se espera lograr una descentralización de las operaciones de Generación Transmisión y Distribución (GTD), ahorros en las reservas de combustibles fósiles y reducción en materia de emisiones contaminantes, mediante un amplio despliegue de fuentes limpias de energía, de aprovechamiento local.

No obstante, para que las microrredes se constituyan en una solución sostenible económica, social, ambiental y tecnológicamente, antes de su despliegue es necesario atender a desafíos tanto en su concepción o planificación, como en su gestión, operación y evaluación. Tanto a través de la consideración de escenarios de integración eléctrica y financieros, como también a través de la evaluación de su desempeño en entornos pertinentes bajo entornos cercanos a la realidad. Condiciones que a su vez contemplen las especificidades de potencial energético regional y nacional, y las necesidades socioculturales, ambientales y económicas de las subregiones en Colombia. En planificación, lo referido a la valoración del potencial energético de una región, el estado de la topología de los circuitos de media tensión, la selección de tecnologías de generación, la priorización de la carga, entre otras. En gestión y operación, para la generación, distribución y uso de la energía, a través de la reducción de los márgenes de incertidumbre y riesgo que viabilicen las mejores opciones de despliegue de microrredes. Todo lo anterior, sin desatender objetivos de máximo beneficio social, sostenibilidad ambiental, tecnológica y económica, evaluados desde una capacidad, preferiblemente cuantitativa.

En tal virtud, este documento presenta una introducción al conocimiento referencial y de vanguardia que enmarca la planificación, gestión, operación y evaluación de microrredes, como conceptos sustanciales del proceso transformativo de la red eléctrica en una red inteligente. El documento ofrece un marco teórico que permite reunir los elementos fundamentales del tema tratado, así como una motivación y revisión del estado del arte que a la fecha se halla en la literatura científica y los modelos de desarrollo tecnológico propuestos en la última década.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 Introducción

Nuestro planeta se encuentra en una grave situación de deterioro ambiental, lo cual ha provocado en las últimas décadas, la urgencia de un cambio eficaz en nuestro actuar como seres humanos. Un cambio, para promover la continuación de la vida tal como la conocemos y para remover, tanto como nos sea posible, las viejas y pródigas costumbres que hasta ahora nos deja un desarrollo desmedido. Un cambio además, que nos compromete todos a tomar conciencia tanto de nuestra gran capacidad para continuar impactando negativamente nuestro hábitat, como de responsabilidad, para afrontar la difícil situación y plantear para ella nuevas soluciones [1]. Nuestro país, que hace parte de una comunidad global interesada en avanzar sobre estos temas, ha ratificado su compromiso a través de la adopción de protocolos internacionales para el manejo ambiental, la economía y la optimización de los recursos naturales [2].

La eficiencia y optimización de los procesos de generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica es un foco muy importante, ya que es un requisito indispensable en el accionar humano del hoy

y del mañana. La energía es también un pilar ambiental fundamental para atender los propósitos de sostenibilidad ambiental, económica y social. Nuevas políticas de carácter mundial, y nuevo conocimiento nacido de un sentimiento de conservación del planeta han tomado un mayor interés por parte de los sectores relacionado con la energía eléctrica, también en los últimos años. En ese sentido, este capítulo ofrece una descripción de los escenarios que han propiciado la necesidad de contar con sistemas eléctricos más eficientes, tanto para la generación, la transmisión, como para la distribución y el uso del recurso eléctrico a varios niveles.

5.2 La Red Eléctrica Tradicional

La red eléctrica tradicional¹ se convirtió, desde hace décadas, en la máquina más grande jamás construida. Sin embargo este sistema eléctrico, que llevan casi cien años de construidas, fue diseñado para dar respuesta a requerimientos de otras épocas [4]; pensadas desde un punto de vista funcional y en las que no se incluyeron conceptos de sostenibilidad y eficiencia [5], temas que, como se ha señalado están imponiéndose en los nuevos propósitos mundiales.

La red eléctrica tradicional² se convirtió, desde hace décadas, en la máquina más grande jamás construida. Sin embargo este sistema eléctrico, que llevan casi cien años de construidas, fueron diseñadas de forma jerárquica para dar respuesta a requerimientos de otras épocas [4]; pensadas desde un punto de vista funcional y en las que no se incluyeron conceptos de sostenibilidad y eficiencia [5], temas que, como se ha señalado están imponiéndose en los nuevos propósitos mundiales.

Aunque específicamente el principal problema de esa red eléctrica actual resulte ser la ineficiencia que ofrece una arquitectura centralizada, por cuanto separa a veces por distancias que superan los centenares de kilómetros, los centros de generación de los centros de consumo [5], lo cual provoca que los modelos de GTD actuales sean un mal ajuste a las nuevas necesidades de comportamiento del mercado³ [6], otros inconvenientes no topológicos como el uso de tecnologías obsoletas, altas y heterogéneas imposiciones legales y regulatorias, baja interconexión y altas emisiones en centrales de generación térmica basadas en combustibles fósiles y estrategias de uso orientadas a controlar en la oferta y no en la demanda [7], se convierten en verdaderos problemas económicos, ecológicos y sociales que deben ser resueltos tan pronto como sea posible [8].

La hoja de ruta⁴ propuesta por el Instituto de Investigaciones en Potencia Eléctrica EPRI de los Estados Unidos de América por ejemplo, contempla una visión para el año 2025 con los siguientes objetivos generales que deberá incluir la nueva *powergrid* [9]:

1. *Fortalecer el sistema eléctrico*: incrementando la capacidad para resolver las futuras demandas de competitividad. Igualmente aumentando su capacidad para soportar desastres naturales y amenazas humanas.
2. *Promover una red de servicios centrada en el consumidor*: que explote las posibilidades de intercambio de energía sobre un mercado basado en servicios.

¹ Conocida en inglés como *powergrid*

² Conocida en inglés como *powergrid*

³ En Estados Unidos por ejemplo, la demanda de servicios eléctricos crece a un ritmo del 35% anual, mientras la oferta lo hace al 18% en el mismo período [399].

⁴ En inglés conocida como *roadmap*

3. *Impulsar la prosperidad y la productividad económica:* fortaleciendo el desarrollo de nuevas tecnologías que aporten significativamente en una economía digital.
4. *Resolver el problema de emisiones:* apuntando a un esquema de generación más eficiente que controle las emisiones causantes del efecto invernadero y la lluvia ácida.

Estos nuevos lineamientos en materia de conservación del medio ambiente y del desarrollo sostenible involucrarán inevitablemente a todos los actores sociales sin importar que tengan o no una relación directa con el sector eléctrico, a tal punto, que la eficiencia y el uso racional de los recursos energéticos será de interés prioritario para nuestras sociedades.

5.3 La *Smart-Grid*

La introducción de una nueva área de investigación que persiga la descentralización de las operaciones de generación, automatización, sistematización y monitoreo de las redes eléctricas como uno de sus principales problemas de cara a las necesidades señaladas por el EPRI, es una opción muy interesante para la industria eléctrica [10], ya que abre numerosas posibilidades para desarrollar un mercado de la energía con modelos adaptados a un nuevo contexto más competitivo [11] [12]. Para lograrlo se precisa una visión compartida, de generación, transmisión y consumo inteligentes [13], que transforme las arquitecturas actuales en redes con flujo bidireccional de potencia, cercanía a los centros de consumo y que incluyan los conceptos de eficiencia, flexibilidad, accesibilidad, compatibilidad, confiabilidad, economía y ecología [8] [14]: Ellas son llamadas redes inteligentes o *smartgrids* [15].

Además de lo anterior, el concepto de *smartgrid* deberá atender los retos ambientales relacionados no sólo con altas emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida, sino también con las posibles catástrofes naturales que potencialmente pueden destruir las redes de transmisión, e involucrar dentro de sus necesidades [16]:

- Interconexión para maximizar la eficiencia de la generación, para incrementar la potencia transmitida y para reducir las pérdidas técnicas por disipación de calor en las líneas de transmisión.
- Desarrollos electrónicos que mejoren la calidad del recurso energético.
- Herramientas y aplicaciones de simulación para entrenar técnicas innovadoras en la gestión coordinada del recurso energético y de los cada vez más complejos activos involucrados en ella, hacia una planeación y operación óptimas [17].
- Nuevas aplicaciones y tecnologías de la información y la comunicación para integrar correctamente tanto el aspecto técnico, como el interés comercial de los mercados privados.

Más aún, en [20] señalan que una rápida democratización de la tecnología por disminución de sus costos puede involucrar importantes nuevos retos en materia de desregulación y legislación que será necesario solventar. También [18] resalta en este sentido que es indispensable alcanzar todos los objetivos de la primera generación antes de poder implementar la visión de la cuarta, y advierte que, para lograr avanzar hacia una red eléctrica inteligente se deben establecer nuevas reglas de mercado.

Al incluir todas estas perspectivas, *smart-grids* se advierte como una infraestructura diseñada con capacidad para gestionar eficiente y sosteniblemente los recursos energéticos, y para ser interoperable sobre una estructura volátil, dinámica y heterogénea. Sus escenarios de operación deberán contemplar un gran número de servicios complejos con funcionalidades variables. La integración de estos servicios requerirá también de un manejo flexible, extensible y consensuado políticamente, además de una

solución programada la cual aún no se encuentra disponible o, en el mejor de los casos, está en vía de desarrollo [21].

5.4 Anatomía de la *Smart-Grid*

En el desarrollo de una *smart-grid* muchos factores servirán como parámetros de su diseño, sin embargo para ellas resulta ser fundamental el concepto de flujo de potencia bidireccional, es decir, aquella característica que permitirá a los usuarios tomar la decisión de comercializar excedentes de potencia hacia la red principal y que esta red esté en capacidad de aceptar y administrar este recurso; se entiende que todos estos procesos deberán estar regidos estrictamente por la eficiencia y la economía [5].

Al mismo tiempo, otros servicios adicionales pudieran hacer parte de este nuevo escenario: balances de potencia activa y reactiva, estabilidad del voltaje, entre otros, podrían resultar ser derivados complementarios ofrecidos en ambos sentidos. Ver Figura 1.

En resumen, las principales características que debe proveer la infraestructura *smart-grid* [12] deben ser:

- *Auto-recuperación:* lo cual le permitirá resolver de manera automática y en-línea muchas de las posibles fallas de operación
- *Interactividad:* ofrecerá la posibilidad de establecer un mercado bidireccional entre generadores y consumidores.
- *Fortaleza:* capacidad para identificar y dar respuesta a amenazas naturales o hechas por el hombre.
- *Optimización:* que permitirá la reducción de los costos de inversión, operación, mantenimiento y baja eficiencia.
- *Compatibilidad:* tanto las unidades de generación centralizada como distribuida y las de almacenamiento deberán ser compatibles.
- *Integración:* referida a que los procesos de optimización y estandarización que deberán permitir la interacción con otras redes inteligentes.

El desarrollo de trabajos de investigación y de desarrollo tecnológico a futuro, en el sentido de alcanzar una red interactiva capaz de operar continuamente en sus mejores valores de eficiencia, permitir el acoplamiento y desacoplamiento controlado desde la red principal, ser flexible y adaptativa a una demanda medida de forma real, escalable, administrable, confiable y segura, deberá incluir varios frentes de búsqueda de nuevo conocimiento en áreas tales como:

- Medición inteligente
- Tecnologías de generación distribuida DER⁵. [22] y de generación distribuida con fuentes alternativas renovables AEDG⁶
- Tecnologías de transmisión
- Seguridad
- Gestión eficiente de la energía

⁵ Conocidos en inglés como DER (*Distributed Energy Resources*)

⁶ *Alternative Energy Distributed Generation*

- Control dinámico localizado
- Electrónica

Según se ha dado la reciente evolución, varios investigadores coinciden en señalar cuatro categorías de investigación constitutivas y fundamentales [12] de una *smart-grid* a saber:

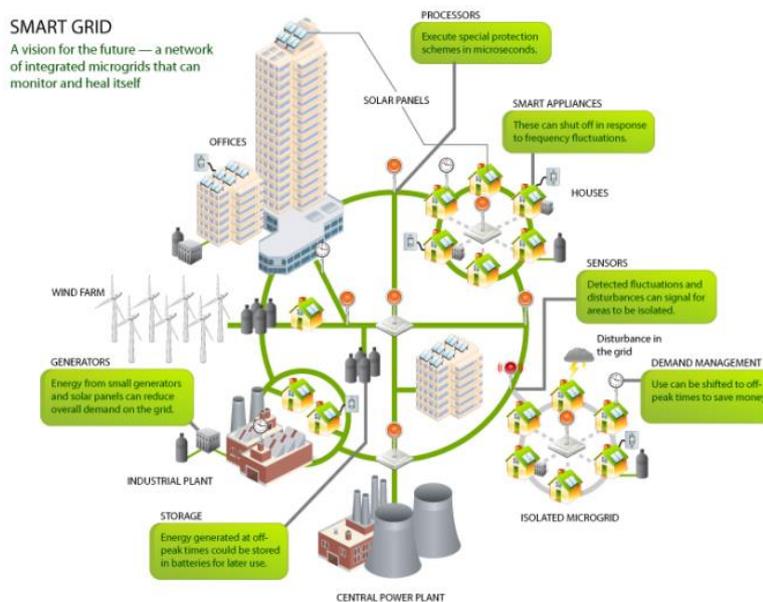


Figura 1. Anatomía de una *Smart-grid*. Tomado de <http://www.iteresgroup.com/>

AMI - Advance Metering Infrastructure: Infraestructura Avanzada de Medición, que permita al sistema la medición de la carga directamente en el lado del usuario, y a este último la interacción con la operación de la red. Algunos de sus elementos constitutivos se encuentran actualmente en desarrollo, se trata de medidores *microprocesados* (inteligentes capaces de almacenar información, con muy altas características de seguridad y confiabilidad [23]), de redes de datos de área amplia, y de elementos de interacción con los sistemas de gestión, entre otros.

ADO – Advanced Distribution Operation: Operación Avanzada de Distribución, la cual involucre una operación totalmente controlada por la automatización de todos los dispositivos y funciones relacionados a la operación: *autorecuperación*, control de potencia real y reactiva, monitoreo en tiempo real, respuesta a la demanda, gestión de la distribución, etc. Basadas estas características en la capacidad para detectar, localizar y restaurar fallas, la reconfiguración de la red, la conmutación e interacción ofrecida por unidades terminales inteligentes [24].

ATO – Advanced Transmission Operation: Operación Avanzada de Transmisión, que ofrezca el concepto de inteligencia para resolver problemas relacionados con la congestión y la reducción de los riesgos de apagones a gran escala. Específicamente este apartado toma una vital importancia para el desarrollo de toda la estructura de las redes inteligentes; se formula la necesidad de implementar una infraestructura interactiva de transmisión basada en tres componentes [16]: los centros inteligentes de control, que sean capaces de monitorear, analizar el estado estacionario, las contingencias y controlarlas. La tecnología inteligente de transmisión, las redes inteligentes de transmisión y las subestaciones inteligentes.

AAM – Advanced Asset Management: Gestión Avanzada de Activos, significa hacer operar con eficiencia y calidad en todos los niveles de la red, a través de la gestión específica de los defectos, los planes de generación de potencia eléctrica, la expansión, el mantenimiento, etc.

Una fuente de inspiración para lograr buena parte de los objetivos mencionados se encuentra en la red mundial de computadoras Internet. Características de toma de decisiones distribuidas y flujos bidireccionales de información [25] la hacen atractiva como modelo base de desarrollo de una *smart-grid*. Ese modelo de concepción deriva en arquitecturas que permitan la toma de decisiones a un nivel local, conservando toda la capacidad de operación, calidad y suministro.

En ese sentido, una lógica solución de cara a esos retos es la implementación de no una gigantesca red única, sino de pequeñas subredes (consideradas desde los kW hasta algunos MW), pero en alta cercanía de los centros de consumo y capaces de adaptar sus estados de operación a las necesidades de éstos, incluso trabajando tanto aisladamente como conectadas a la red principal. A partir de ese enfoque, resulta esclarecedor que para lograr el desarrollo esperado, es de imperativa necesidad la adopción de una red distribuida e inteligente del futuro a través de un concepto clave: las microrredes⁷ [8].

5.5 Microrredes

En la búsqueda de la eficiencia y la calidad en un servicio de suministro cada vez más demandado, se ha hecho necesario construir nuevas estrategias que permitan la alta escalabilidad, un nivel de emisiones contaminantes bajos o iguales a cero y la adaptabilidad a diversas aplicaciones [26]. Dichas cualidades pudieran estar presentes, no sólo a un nivel de descentralización macro, sino también en escalas de consumo y generación más pequeñas, concepto aplicado y relacionado a las microrredes.

Las microrredes son pequeñas redes de bajo voltaje (LV) diseñadas para suministrar energía eléctrica, generalmente alterna (AC), y en ocasiones energía calórica (a través de plantas de generación de ciclo combinado CHP⁸), a centros de consumo de carácter industrial, comercial, residencial, o de una combinación entre ellos. Básicamente, están compuestas por uno o más generadores distribuidos DG (*Distributed Generator*), interconectados entre sí para dar respuesta energética a un conglomerado de cargas o consumidores de potencia eléctrica [27], Ver Figura 2. Las microrredes suelen ser versátiles al ir acompañadas de conceptos de aislamiento o acoplamiento controlado de la red pública de suministro o red principal, en adelante *grid*, para obtener faltantes de potencia u ofrecerle sus excedentes de producción de energía como un valor comercial [27],

Esta nueva arquitectura de red activa de pequeña escala introduce un nuevo concepto que habla no sólo de Fuentes de Energía Distribuida (DER), sino también de Generación Distribuida de Energías Alternativas (AEDG), celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas o pequeñas centrales hidroeléctricas, etc. las cuales se espera vayan reduciendo sistemáticamente la dependencia de la red pública centralizada de suministro, por tanto de sus inconvenientes, a la vez que involucra igualmente los conceptos de energía limpia, confiable, eficiente y segura [28]. Típicas unidades DER podrían ser por combustión, turbinas de gas, microturbinas, celdas de combustible, etc. [29].

⁷ No existe en la actualidad una definición precisa para el término, no obstante, es común aceptar su tamaño, el cual iría desde varios kW hasta algunos MW.

⁸ *Combined Heat and Power*, potencia eléctrica y calor combinados

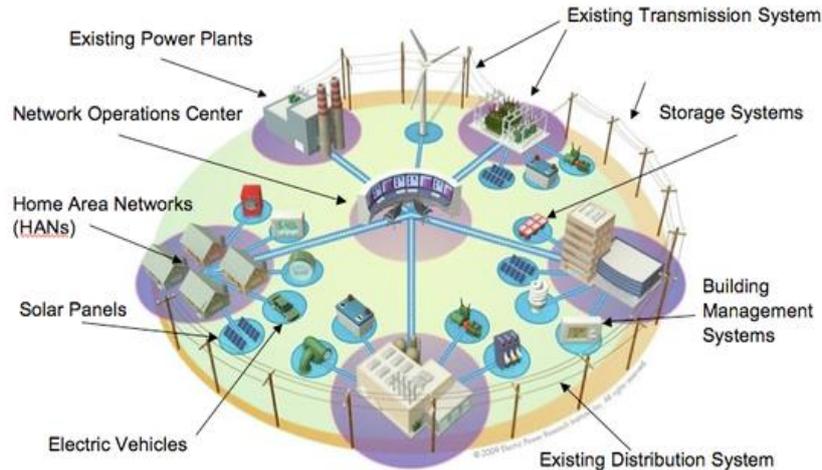


Figura 2. Anatomía de una microrred. Tomado de GreenBeat⁹

Aunque el término microrred resulta por el momento algo impreciso, en general es aceptado que deben ser tres sus elementos característicos fundamentales a saber [30]:

- Uso de generadores distribuidos,
- Uso de centros de carga autónomos (donde no existe una planeación ni un despacho de energía centralizado en la compañía eléctrica)
- Habilidad para aislarse o acoplarse a la red pública de suministro conectando o desconectando sus generadores distribuidos con la mínima interrupción del suministro de potencia en las cargas locales.

En algunos casos, la máxima eficiencia energética puede conseguirse proporcionando electricidad y calor a los centros de consumo que lo requieran, por ejemplo, la industria. Bajo estas consideraciones, el desarrollo de las microrredes estaría basado en las tecnologías de energías renovables (RET), la generación distribuida (DG), el control del suministro a la carga y en las interfaces electrónicas de potencia [28].

Aunque son muchas las cualidades que las microrredes pudieran aportar al panorama de suministro eléctrico mundial (específicamente las AC), dado su incipiente desarrollo general, por ahora son perseguidos con más fuerza los objetivos de mejoramiento en la eficiencia y estabilidad de los procesos de producción y entrega de potencia a los consumidores, al tiempo en que se reducen las emisiones contaminantes del ambiente.

De igual manera, aunque la caracterización de las microrredes de corriente alterna pudiera ser modelada con gran detalle, se reconocen como las más importantes para su funcionamiento, los siguientes atributos [31]:

- Agrupar cargas de consumidores con iguales parámetros de voltaje y frecuencia y considerar el costo de conmutación a diversos generadores locales y acoplados a otras redes.
- Reducir pérdidas de potencia en líneas de transmisión.
- Soportar manejo de potencia reactiva (VAR)

⁹ <http://venturebeat.com/2010/11/04/optimized-energy-networks-microrredes/>

- Promover un mercado de servicios auxiliares que incluya la comercialización de excedentes, entre otros.
- Permitir la adaptación a la diversidad de necesidades según el ambiente de aplicación.

Los países desarrollados han adelantado numerosos estudios con el ánimo de encontrar estrategias de modelado e implementación sobre las entradas señaladas. Es así como, se han propuesto tres tipos fundamentales de microrred reales según un enfoque del estado de operación, acoplamiento y sobre todo de cómo se manejan los estados transitorios [32]:

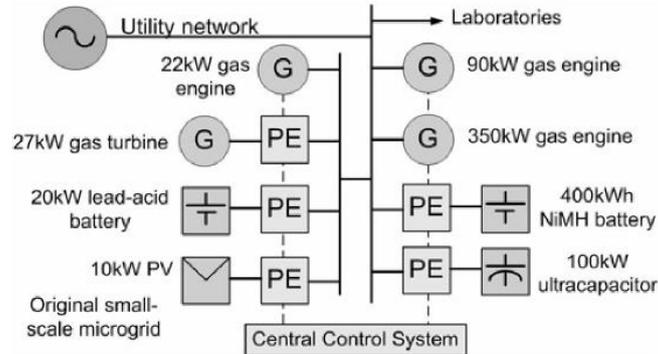


Figura 3. Modelo Shimizu, microrred de tipo A. Tomado de [32]

Tipo A – Fuerza Electromotriz Virtual: este esquema ofrece una visión en la que todas las fuentes de generación en la microrred están interconectadas y actuando de manera coordinada para proveer respuesta a las diferentes cargas del sistema. El problema que subyace a este modelo es la necesidad de contar con una poderosa y confiable red de comunicaciones que permita, en tiempo real, llevar a cabo el muestreo y las acciones de control necesarias. Ver Figura 3.

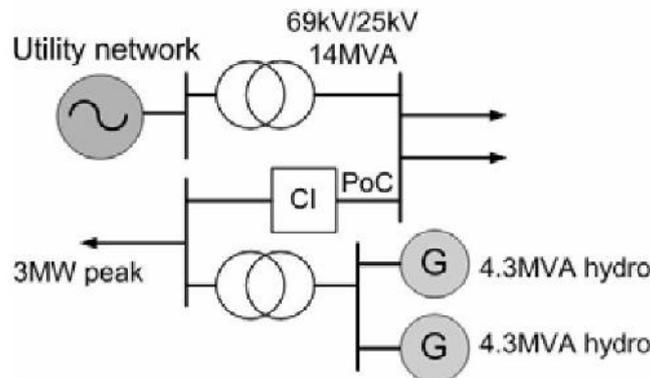


Figura 6

Figura 4. Modelo BC Boston Hydro Bar, microrred de tipo B. Tomado de [32]

Tipo B – Fuerza Electromotriz Física: una gran central capaz de generar y almacenar debe ser implementada con el propósito de monitorear el estado de la microrred, balancear su estado de operación y tomar las acciones necesarias para mantener los parámetros de estados transitorios y consumo de potencias activas y reactivas. El problema de esta implementación está relacionado con los costos de la

central, además de la dificultad para anticipar los tamaños de crecimiento de la microrred. Ver Figura 4.

Tipo C – Control Distribuido: en este esquema, cada unidad de la microrred debe responder individualmente a requerimientos de voltaje y frecuencia. Un controlador central podría implementarse para enviar puntos de operación simplemente nominales, o comportamientos genéricos [32]. En la implementación real, estos esquemas necesitarían de interfaces electrónicas capaces de responder con alta velocidad a las condiciones del entorno. Además, el comportamiento del total de las unidades debería cuidadosamente mantener niveles aceptables según se haya hecho la parametrización en las operaciones. Ver Figura 5.

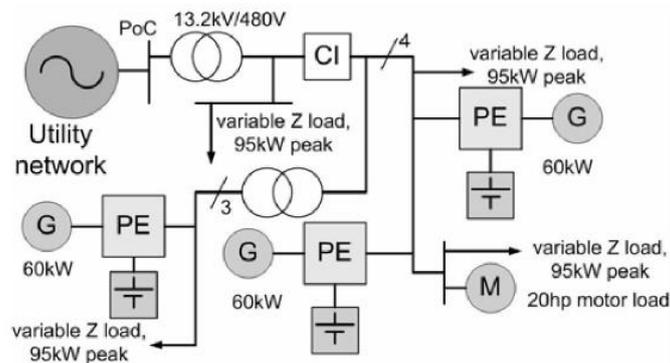


Figura 5. Modelo *CERTS AEP*, microrred de tipo C. Tomado de [32]

En el propósito de atender la factibilidad de estas características al interior de una microrred, específicamente a las de tipo A y C, su impacto y los factores económicos que la rodean, se han llevado a cabo estudios basados en Inteligencia Computacional y Técnicas Computacionales modernas. Las microrredes del mañana requerirán de una gran variedad de técnicas innovadoras para llevar a cabo el control de tiempo real señalado que logre la coordinación en su interior y hacia otras redes de una manera estable y segura [30]. De igual manera, dado lo innovador que resultan aun estos temas, algunos trabajos de investigación han optado por desarrollar la experiencia directa de la implementación de microrredes a fin de que sirvan como escenario para llevar a cabo el entrenamiento y las pruebas necesarias [33], [34].

Las nuevas arquitecturas activas de red propuestas, llamadas microrredes, presentarán diversos retos tecnológicos y problemas en materia de control de las unidades DER, ya sea acopladas o desacopladas de la red. Ante disturbios por ejemplo, deberían aislarse la generación y la distribución, de tal manera que sería necesario usar sistemas ininterrumpidos de potencia UPS¹⁰. En plantas de ciclo combinado CHP, el calor residual de la generación debería poder utilizarse, esto implicaría ubicar a los generadores en cualquier lugar donde se necesiten [29]. Lo anterior implicaría sofisticados avances en materia de control, comunicaciones e ingeniería.

Algunas investigaciones tienen lugar para lograr el crecimiento de las microrredes integrándolas a otros generadores o eventualmente a otras redes bajo una propuesta *plug-and-play* de muy baja ingeniería, a través del uso de interfaces electrónicas de potencia tales como inversores [29].

¹⁰ *Unbreaking Power Systems*

El control de la microrred deberá involucrar al menos dos niveles prioritarios de control:

- **Primer Nivel:** estará relacionado con los métodos y técnicas para regular los voltajes y corrientes de la red en cada unidad DER, considerando sus potencias activa y reactiva. Citado por algunos autores como un control MGCC o controlador central de la microrred [31].
- **Segundo Nivel:** estará relacionado con llevar a cabo estrategias que permitan el control de la microrred y la **gestión de su potencia eléctrica**. Algunos autores introducen el término EMS o sistema de gestión eléctrica [35], otros lo refieren como DMS o sistema de gestión distribuida [36]. Algunos involucran el concepto de “inteligencia” para referirse a un DIEMS, es decir un EMS para la distribución inteligente de la potencia [37]. Más allá de esas consideraciones, se trata de un control de carácter “ejecutivo” donde cabe la participación de seres humanos o de sistemas expertos para tomar las decisiones finales de operación.

Sin embargo, algunos autores dan a conocer una jerarquía diferente de tres niveles para controlar los aspectos de, primero compartir carga entre convertidores, segundo corregir el error de estado estacionario y tercero lo referente a las decisiones globales de exportación o importación de energía hacia y desde otras redes [38].

Para hablar del primer nivel de control señalado por [31] es posible citar a los autores [39] quienes a través de técnicas convencionales de control “totalmente locales” (*drop-control*, PI, etc.) abordan el problema de la eficiencia y la tolerancia a fallas en ambientes de microrredes desde una perspectiva de no comunicación entre las unidades generadoras que la integran. [40] utiliza una técnica basada en agentes inteligentes que permite llevar a cabo una suave conexión y desconexión de la microrred, formando un bus seguro de corriente alterna, basado en el concepto de efectos transitorios en los inversores.

En otro trabajo de investigación, [41] trata el tema de la interacción de microrredes de bajo voltaje (LV), que acceden a un mercado común cuando están desconectadas de la red o *grid* principal de la empresa distribuidora de energía eléctrica, requiriendo por tanto un control de voltaje propio y una gestión por desbalance de cargas autónoma; sus aportes se observan por simulación de varios escenarios con la herramienta PSCAD¹¹. [42] basa su trabajo en la creación de herramientas de software para llevar a cabo el monitoreo y el control de la operación de ambientes microrred de diversos tipos. Sus logros son puestos a prueba directamente sobre un laboratorio destinado para ello.

5.6 Planeación y gestión de las operaciones

Los estudios de sistemas de energía tradicionales se han planificado y operado de manera independiente; sin embargo, la difusión de sistemas de energía distribuidos y la alta penetración de fuentes de energía renovable, condujo al desarrollo de nuevos conceptos de modelado. En general, la planificación y gestión se puede dividir en dos categorías basadas en el horizonte de estudio [43]:

- A largo plazo: planeación óptima
- Corto plazo: optimización operativa

En la planificación, el objetivo principal suele ser el diseño óptimo del sistema; por ejemplo, se hace especial énfasis en dimensionar de manera adecuada los activos que suministran energía a una

¹¹ <https://pscad.com/index.cfm>

determinada carga. El horizonte de estudio va desde un año hasta 20-30 años, dependiendo del proyecto. En este escenario, son considerados los costos operativos durante todo el horizonte de estudio y costos de inversión. En el caso de la operación, el objetivo suele ser la optimización del rendimiento y la creación de un programa operativo para los diversos activos del proyecto tiene un horizonte corto de estudio, generalmente en horas o días. Este aspecto suele llamarse en la literatura especializada como un problema de gestión de la energía.

Mohammad, et al, en [43] realizaron un completo y riguroso estado del arte relacionado con la planeación y operación de proyectos *Smart-grids*, en particular los considerados centros de energía (*energy hubs*), en donde se destaca de los trabajos revisados la minimización de funciones como el costo, las emisiones, el consumo de energía, la demanda máxima y la maximización de funciones como las ganancias netas de la empresa, la proporción de fuentes de energía renovables y las satisfacciones del cliente sujetas a diversas restricciones operativas y estructurales. De igual forma, presentan las técnicas de optimización consideradas, que van desde el uso de técnicas de optimización lineal, hasta métodos meta heurísticos para la resolución de problemas con múltiples objetivos.

5.7 El Problema de la Gestión de la Energía Eléctrica en Microrredes

En los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución GTD actuales el manejo o gestión de la potencia eléctrica como recurso a ser entregado a los consumidores resulta matemáticamente trivial, toda vez que el suministro es unidireccional desde el generador principal, hasta los usuarios. Esto explica porqué, sin alternativas de operación, el esquema actual de GTD cae inevitablemente en escenarios pródigos de utilización de recursos, altos costos de operación, calidad insuficiente, ineficiencia y un impacto negativo al medio ambiente.

Por otra parte, en un ambiente de producción de energía eléctrica descentralizado, al intervenir varios DG con naturaleza, capacidad y distancias heterogéneas, que deban ser asignados como proveedores de potencia a consumidores con también diversas necesidades, el problema resulta ser, el proveer un controlador, ya sea local o distribuido (o bien uno que tenga ambas características) autónomo y robusto, que encuentre la mejor combinación posible de los elementos del conjunto a fin de atender a unos requerimientos generalizados de calidad y eficiencia (microrredes tipo A y C). En resumen, esos requerimientos podrían ser los siguientes [44]:

Objetivos principales:

- Maximizar la disponibilidad de potencia (relacionar necesidades de carga con generadores)
- Minimizar factores económicos (combustibles empleados, nivel de operación, niveles de mantenimiento, costos por efectos transitorios)
- Minimizar el impacto ambiental de los generadores (emisiones, ruido, residuos peligrosos, etc.).
- Maximizar el despacho de cargas capaces de responder a señales de respuesta.
- Maximizar réditos derivados de la entrega de servicios relacionados con la energía (inclusive servicios auxiliares, reservas de energía, etc.).
- Minimizar la compra de energía importada (la que proviene de la *grid* principal)
- Maximizar la eficiencia total de la microrred (por ejemplo *kWh* Vs *kJ* de combustible usado).
- Maximizar la relación de energía disponible Vs energía generada
- Minimizar el número de cambios en los niveles de potencia en la red
- Minimizar los períodos transitorios como respuesta a siniestros o interrupciones.

Objetivos secundarios:

- Maximizar factor de carga (suavizar los picos y valles de generación)
- Minimizar la necesidad de almacenamiento del recurso
- Maximizar la capacidad de la microrred para reducir la tensión entre generación y transmisión)
- Maximizar el soporte a potencia reactiva.
- Maximizar la reducción de pérdidas en las líneas
- Permitir la estabilización y suave acoplamiento de nuevas cargas y generadores a la microrred (*plug-and-play*).

Restricciones

- Balance y límites de potencia
- Disponibilidad de los recursos renovables (eólicos, solares, etc.)
- Voltaje, frecuencia y condiciones de estabilidad
- Características eléctricas de la microrred.
- Estado de la interconexión

Visto de esta manera, lo descrito anteriormente atiende a la parametrización de lo que se conoce como un problema de Optimización Multi-Objetivo con Múltiples Restricciones [45].

La Optimización Multiobjetivo, en adelante MO¹², aunque puede ser abordada de muchas maneras, en la práctica resulta para ella común que el esfuerzo de la búsqueda de sus soluciones se base en el concepto de optimización de todos los miembros de una población mientras estos sean *no-dominados* [46], es decir la búsqueda óptima sobre las variables de un sistema hasta el punto en que alguna de ellas comience a empeorar, y no la búsqueda exhaustiva de un óptimo global [45].

El resultado del método de MO sería entonces, no un óptimo matemático global estrictamente hablando, sino una aproximación o conjunto de subóptimos satisfactorios que resulten ser las respuestas más convenientes antes de que haya un desmejoramiento en alguno de los objetivos perseguidos. Lo anterior es conocido como optimización de Pareto [47].

Existen muchas y diferentes formas de la programación matemática, por ejemplo, para alcanzar ese óptimo de Pareto, entre ellas algunas basadas en la maximización o minimización determinística de funciones, apoyadas en el concepto de gradiente descendente. No obstante, su elevado costo computacional podría inhibir su utilización en implementaciones reales [47]. Podría decirse en general que, la cantidad de variables a optimizar en un ambiente de microrredes, incluso en la práctica, ha demostrado ser un inconveniente para que el problema pueda ser resuelto por métodos determinísticos en tiempo polinomial [44].

De igual manera, las técnicas de la programación matemática están afectadas considerablemente por la forma y la continuidad de la frontera de Pareto [48], y en general, las técnicas matemáticas más tradicionales esbozan una estrategia *a priori*¹³ de ajuste de preferencias en los objetivos, lo cual podría no garantizar un óptimo de Pareto como tal [49]. Esto último resulta ser una característica limitante, ya que es posible que en los escenarios reales de producción de las microrredes, involucrados directamente con el mercado de oferta y demanda, resulte importante la participación ejecutiva de seres humanos que tomen la decisión final sobre los estados de operación del sistema.

¹² *Multiobjective Optimization* por su traducción al inglés

¹³ El concepto de articulación de preferencias *a priori* o *a posteriori* se desarrolla en el Apéndice B.

Un inconveniente más, para los esquemas de optimización determinística es que, en términos generales, ellos deben ser provistos de un modelo de trabajo de microrred tan detallado como sea posible; filosofía que podría implicar una baja adaptabilidad a cambios e incertidumbre general que el ambiente puede ofrecer. En estos escenarios de alta complejidad e incertidumbre la Inteligencia Computacional puede jugar un papel preponderante [18].

6. EVALUACIÓN DE PROYECTOS

6.1 Introducción

Como una primera aproximación a la evaluación de proyectos específicamente clasificados en la categoría microrred, este capítulo aborda tres temas fundamentales en la revisión del estado del arte en la evaluación de proyectos *Smart-grids*, aplicables. El primer tema trata sobre los enfoques que consideran parámetros de desempeño en proyectos energéticos inteligentes. Es de vital importancia saber cómo fueron construidos y su modo de operación. En el segundo se profundizó en metodologías de evaluación de proyectos de redes inteligentes con estructuras jerárquicas considerando parámetros de desempeño para el seguimiento y cumplimiento de los objetivos en cada uno de los niveles de la jerarquía. Finalmente, se realizó una juiciosa investigación en el uso de procedimientos o modelos matemáticos de optimización multinivel jerárquicos en planificación de proyectos de redes inteligentes de energía. La información recopilada se describe a continuación y posteriormente se sintetiza el contenido de los artículos revisados.

6.2 Indicadores clave de desempeño (KPIs)

Los indicadores de desempeño son herramientas que proveen evidencia del grado en que se está cumpliendo con un objetivo, proceso o resultado, durante un período determinado, cubriendo aspectos cuantitativos y/o cualitativos [50], [51]. Son considerados herramientas de gestión que proporcionan un valor de referencia a partir del cual se puede establecer una comparación entre las metas planeadas y el desempeño logrado. Cuando estos miden aspectos del desempeño que son claves en el éxito de un proyecto, se convierten en indicadores claves de desempeño (*Key Performance Indicator – KPI*) [52].

Los indicadores son factores medibles que facilitan la toma de decisiones, estos hacen parte de la fase final de la planificación estratégica, lo que implica una adecuada definición y selección tanto en el contexto de planificación como en la puesta en marcha de proyectos *Smart-grids* [53], [54]. En la medida que exista un modelo de indicadores bien definido, acompañado de una regulación clara y estable, se podrán alcanzar los objetivos buscados con el desarrollo y despliegue de las diferentes iniciativas *Smart-grid*, entre las que se encuentra los proyectos de generación distribuida y las microrredes. En síntesis, un sistema de indicadores de desempeño podría ayudar a la toma de decisiones a nivel de proyectos de microrredes, permitiendo así tener una visión clara de su implementación hacia el futuro a través de los resultados obtenidos.

Las definiciones anteriores sugieren que, para medir el progreso o el logro de los objetivos de un proyecto, cada indicador debe basarse en criterios que lo hagan adecuado para el análisis detallado del objetivo al que se encuentra asociado. Para ello, se deben definir una serie de instrucciones generales que apunten al desarrollo de un sistema de indicadores de desempeño, buscando así establecer los referentes más apropiados a cada proyecto.

6.3 Instrucciones Generales para un Sistema de Indicadores de Desempeño

En el desarrollo de proyectos, se pueden presentar indicadores de rendimiento en diferentes áreas, como resultado se hace necesario definir una serie de pasos metodológicos para establecer y priorizar aquellos indicadores que más aportan a la fijación y retroalimentación de los objetivos particulares de cada proyecto. A continuación, se presentan algunas de las instrucciones generales que se deben tener en cuenta para establecer o construir un sistema de indicadores de desempeño [50], [51], [55], [56]:

- 1. Establecer las definiciones estratégicas como referente para la medición¹⁴:** para construir un sistema de indicadores de desempeño, se requiere un proceso de planeación que facilite conocer qué se va a medir y qué resulta conveniente medir. Se debe tener en cuenta que usualmente los indicadores se concentran en medidas de salida o que ocurren después de un evento.
- 2. Establecer las áreas de desempeño relevantes a medir:** de las definiciones estratégicas se debe extraer los factores relevantes que deben ser medidos. Las áreas de desempeño a medir surgen del análisis de las variables críticas que se necesitan monitorear para generar un resultado esperado. ¿Cuántos indicadores construir y de qué tipo?, son las preguntas que deben responderse en esta etapa. El tipo de indicador a construir dependerá de las variables que se necesiten monitorear para analizar los resultados esperados. En virtud de que puede existir una amplia gama de posibles indicadores para monitorear un objetivo, se debe proveer información que sea útil para el desarrollo de un proyecto. El discriminar qué información es útil para el proyecto depende directamente de los operadores; en algunas ocasiones la información que generan algunos indicadores será de mayor provecho que la de otros.
- 3. Formular el indicador, realizar una descripción clara de este y describir la fórmula de cálculo:** una vez se tiene claridad sobre los aspectos relevantes que deben ser medidos, los ámbitos que se van a medir y las dimensiones, se procede construir cada uno de los indicadores. Lo anterior implica establecer el nombre del indicador, una descripción del mismo, las fórmulas, las fuentes de los datos o medios de verificación y los supuestos. El nombre del indicador debe ilustrar lo mejor posible el objetivo, gestión o resultado que se quiere medir, y la fórmula debe informar sobre los parámetros o variables que se están midiendo. La relación matemática de las variables debe entregar como resultado lo que se definió en el nombre.
- 4. Validar los indicadores aplicando criterios técnicos:** la aplicación de un sistema de validación debe contar con un conjunto de indicadores balanceados, que permitan satisfacer criterios técnicos y necesidades de información de los usuarios. Existen múltiples criterios que se recomienda tener en cuenta a la hora de seleccionar los indicadores que serán finalmente parte del sistema de monitoreo y evaluación [51]. Cada indicador debe ser validado técnicamente según los siguientes criterios de: relevancia, pertinencia, costo razonable, confiabilidad, independencia, integración y aporte marginal.
- 5. Establecer las metas o el valor deseado del indicador y la periodicidad de la medición:** es importante considerar que el indicador por sí solo no permite la evaluación, únicamente permite

¹⁴ Dipres – Definiciones Estratégicas. URL: <http://www.dipres.gob.cl/598/w3-propertyvalue-15219.html>

demostrar el comportamiento de una variable sujeta a medición contra ciertos referentes comparativos. De ahí la importancia de identificar contra que serán comparados los indicadores y la periodicidad en la evaluación de los mismos. Las metas expresan el nivel de desempeño a alcanzar, éstas se vinculan a los indicadores y proveen la base para la planificación operativa. Las metas deben cumplir con tres características generales: deben presentar un desempeño medible; deben especificar la fecha tope o el período de cumplimiento; deben ser realistas y financiables, pero representar un desafío significativo. Para identificar las metas se puede considerar los siguientes elementos: desempeño histórico; línea base; objetivos definidos; desempeño logrado en organizaciones, procesos o proyectos similares.

6. **Señalar la fuente de los datos o medios de verificación:** los medios de verificación corresponden a las fuentes de información en las que está disponible la información necesaria y suficiente para construir el indicador señalado. Los datos pueden provenir de distintas fuentes, por ejemplo, de: registros de la organización (posibles de auditar), estadísticas oficiales de producción física, bases de datos, *benchmarking*, encuestas o estudios especiales (realizadas por entes externos), datos obtenidos directamente del proyecto piloto, entre otras. Éstos deben ser sustentados y explicados al detalle, lo cual permite tener confiabilidad en los resultados.
7. **Establecer referentes:** el monitoreo de los indicadores es el proceso que permite ir chequeando el comportamiento de estos en alguna frecuencia determinada, la cual puede ser diaria, mensual, trimestral, semestral, anual, etc. El proceso de interpretación de los resultados logrados sobre la base del monitoreo realizado permite determinar si el desempeño se ajusta a lo programado, si es adecuado o no está dentro de los parámetros considerados. Este proceso de evaluación será el que finalmente permitirá tomar decisiones (medidas correctivas), comunicar e informar.

6.4 Dimensiones de Sostenibilidad en Microrredes

La formulación de determinados indicadores de rendimiento y la aplicación de estos a la red eléctrica puede servir para múltiples propósitos. En primer lugar, un conjunto de indicadores de rendimiento puede convertirse en una herramienta para que entes reguladores lleven a cabo una evaluación del progreso de la *Smart-grid* [54], [57], [58]. Esto permitiría elaborar incentivos adecuados para estimular el desarrollo de la red eléctrica. Además, el florecimiento y madurez de las redes eléctricas locales o nacionales puede evaluarse y compararse con el de otros países. En escenarios puntuales, los indicadores se pueden emplear para supervisar los resultados de un proyecto enmarcado dentro de las *Smart-grid* [53], [59]. Un marco claramente definido puede concretar dónde exactamente el proyecto contribuye hacia el desarrollo de una red eléctrica inteligente. Ciertamente, la capacidad de supervisar y gestionar eficazmente estos proyectos determinará el rendimiento de las redes inteligentes y será fundamental para el éxito de los involucrados en el sector eléctrico.

La supervisión y gestión global de un proyecto de microrred involucra diferentes dimensiones que pueden incluir aspectos energéticos, técnicos, económicos, sociales, ambientales, entre otros [60]–[65]. Un sistema eléctrico presenta una interrelación con el entorno en el que se enmarca, que se define de múltiples maneras según el alcance del análisis a realizar. Desde este punto de vista, en las siguientes secciones se exponen cuatro de las principales dimensiones de interrelación de un sistema eléctrico con su entorno.

6.5.1 Dimensión Energética

La eficiencia energética, el uso de energía primaria, la calidad y confiabilidad de la energía, y la gestión de recursos energéticos en los procesos de generación y consumo de un sistema eléctrico, están influenciadas por diversos factores, tales como: el rendimiento de la red de distribución, la conversión de recursos energéticos, los tipos de fuentes de GD, los sistemas de control, las características de la carga, entre otros, [60], [64]–[66] (ver Figura 6). En este sentido, una microrred se considera energéticamente sostenible si proporciona una calidad de servicio adecuada a una comunidad, cuando opera dentro de sus límites normales y aprovecha de manera óptima el potencial energético local [61].

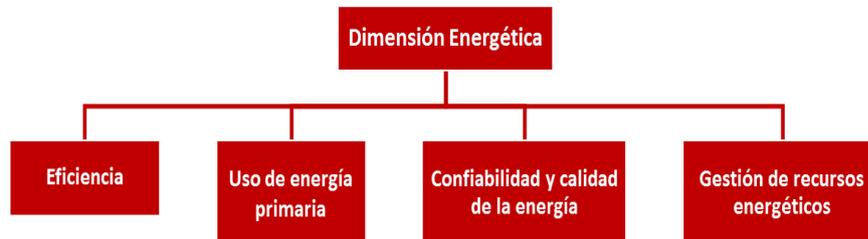


Figura 6. Áreas de los indicadores en la dimensión energética.

6.5.2 Dimensión Medioambiental

El impacto medioambiental asociado al consumo de recursos energéticos basados en combustibles fósiles (emisión de gases de efecto invernadero CO_2 , contaminación del aire NO_x , lluvia ácida SO_2), flujos de materia relacionados al proceso de conversión energética (agua, productos químicos, residuos) y el factor de riesgo son elementos claves a considerar en la evaluación de sostenibilidad de un sistema eléctrico [60], [61], [67] (ver Figura 7). En un análisis medioambiental se busca elegir aquellas tecnologías con bajo índice de contaminación respetando al mismo tiempo el factor de riesgo, por ejemplo, una tecnología de generación nuclear tiene bajas emisiones de CO_2 , pero tendría un alto factor de riesgo si se compara con tecnologías de generación fotovoltaica. Por lo tanto, el monitoreo de tales índices ayuda a formular estrategias para reducir los efectos negativos a nivel ambiental, asociados al despliegue y operación de las redes eléctricas.

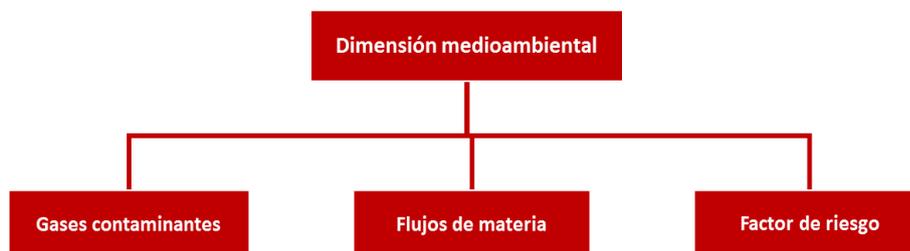


Figura 7 Áreas de los indicadores en la dimensión medioambiental.

6.5.3 Dimensión Económica

Todo sistema eléctrico tiene asociado una inversión económica en la construcción de la planta, unos gastos anuales de operación y mantenimiento (O&M), unos ingresos por producción de energía final y un gasto en la renovación de las instalaciones o su desmantelamiento al final de la vida útil [60], [62], [63] (ver Figura 8). Todos estos factores determinan la viabilidad económica del sistema. Un proyecto

energético debe implementarse de modo que el uso eficiente de la energía permita el funcionamiento rentable de la comunidad y la microrred a lo largo del tiempo.

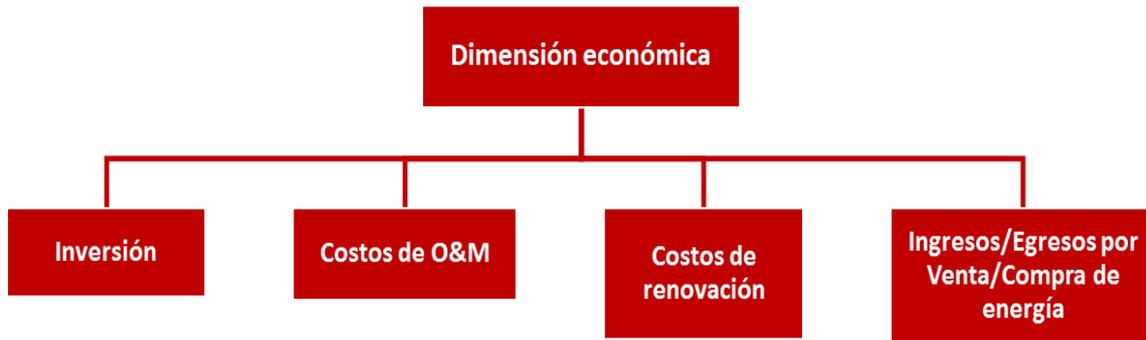


Figura 8. Áreas de los indicadores en la dimensión económica.

6.5.4 Dimensión social

El nivel de bienestar de la sociedad constituye una dimensión esencial a considerar en procesos de planificación de sistemas eléctricos municipales, urbanos, regionales e incluso estatales. Un proyecto energético debe ser aceptado por la comunidad y, debe promover su desarrollo tecnológico y económico, así como una mejora en el nivel de vida [62]. Por ejemplo, a partir del despliegue de una microrred se puede esperar una diversificación de las actividades económicas de una comunidad y un aumento en el nivel de empleo de sus miembros. Dado que los proyectos de microrredes tienen un impacto directo en el desarrollo de las comunidades, principalmente en aquellas comunidades aisladas del sistema eléctrico principal, esta dimensión contempla el monitoreo de la evolución del progreso social de aquellas comunidades en donde se implementan las distintas iniciativas de generación distribuida. El desarrollo social se supervisa a través de cuatro áreas principales a saber, equidad y asequibilidad, desarrollo comunitario, salud y riesgos, y compromiso de la comunidad [61], [65], [68] (ver Figura 9).

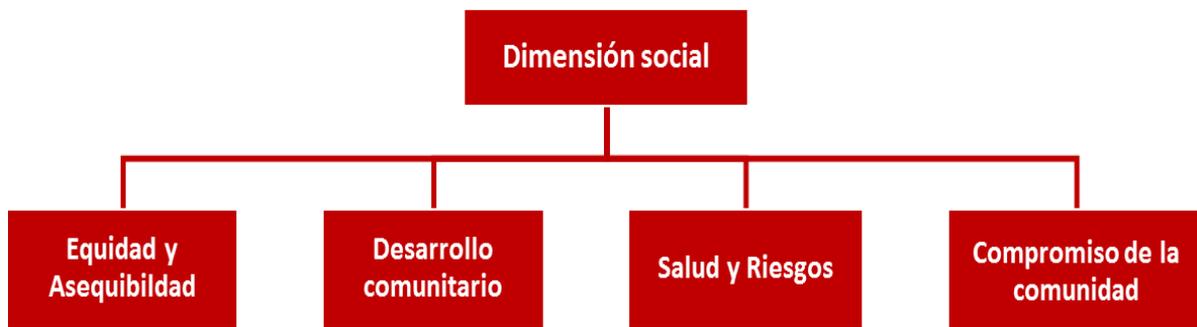


Figura 9. Áreas de los indicadores en la dimensión social.

6.5 Indicadores de Desempeño en Redes Eléctricas

Un sistema eléctrico que reduzca sensiblemente el impacto nocivo sobre el medio ambiente, que garantice oportunidades para el desarrollo económico y social de la población y utilice eficazmente los recursos locales, considerando una visión a largo plazo constituye la base de sostenibilidad de un sistema energético [60].

Tabla 1. Ejemplos de Indicadores de desempeño en el marco de las redes eléctricas

Dimensión	Áreas	Indicadores	Unidad
Energéticos	Eficiencia	Factor de demanda: relación entre la demanda máxima y la carga total conectada al sistema	%
		Reducción de la demanda global y máxima: evalúa la reducción de la demanda desde el punto de vista de la subestación	kWh
		Reducción de pérdidas técnicas: mide la reducción de las pérdidas en la transmisión y distribución	%
		Fiabilidad de generación de la micro-red (MGGR), déficit de generación de la micro-red (MGs)	%
	Uso de energía primaria	Índice de penetración de FN CER: evalúa el nivel de despliegue de energías renovables	%
		EROI “Energy Return On Energy Investment”	J
		EPBT “Energy Pay-Back Time”	J
		EIR “Energy Internal Rate of Return”	kW
	Confiabilidad y calidad de la energía	Mejora en la calidad de la forma de onda: análisis hecho a través de la distorsión armónica total (THD)	%
		Índices de confiabilidad: índice de frecuencia de interrupción promedio (SAIFI), índice de duración de interrupción promedio (SAIDI), índice de disponibilidad del servicio (ASAI)	# ocurrencias
Estabilidad del voltaje/frecuencia: desviación promedio de la tensión/frecuencia de su valor nominal durante un periodo		V, Hz	
Medioambientales	Gases contaminantes	Emisiones de gases de efecto invernadero per cápita: relación entre la emisión de CO ₂ y el número de habitantes	$\frac{T \cdot CO_2}{\text{cápita}}$
		Emisiones de gases de efecto invernadero por producto interno bruto: relación entre la emisión de CO ₂ y el PIB de la comunidad abastecida	$\frac{T \cdot CO_2}{PIB}$
		Emisiones de CO₂ por unidad de energía útil: relación entre las emisiones de CO ₂ anuales y la producción energética anual	$\frac{kg * CO_2}{/kWh}$
		Emisiones de NO_x por unidad de energía útil: relación entre las emisiones de NO _x anuales y la producción energética anual	$\frac{kg * NO_x}{/kWh}$
		Emisiones de SO₂ por unidad de energía útil: relación entre las emisiones de SO ₂ anuales y la producción energética anual	$\frac{kg * SO_2}{/kWh}$
	Flujos de materia	Indicador de generación de residuos intensivo: relación entre la masa de residuos tóxicos y la producción energética anual	kg/kWh
Económicos	Costos	Coste de producción energética: relación entre el coste de operación y mantenimiento anual (O&M) y la producción anual	\$/kWhx
		Costo de capital o costo de ciclo de vida, se utiliza para definir la viabilidad económica de un sistema	\$
	Inversión	Inversión por unidad de potencia instalada	\$/kW
	Ingresos/ Egresos	Valor actual neto de la inversión (VAN): suma de flujos netos en el sistema energético	\$
		Tasa interna de rentabilidad (TIR): valor mínimo de rentabilidad de la inversión en el sistema energético	%
		Periodo de retorno [años]: tiempo en el que se recupera una inversión	años
	Beneficio marginal horario de producción energética: ingreso por venta de una unidad energética luego de gastos	\$	
Sociales	Equidad/ Asequibilidad	Consumo de energía primaria per cápita: relación entre el consumo de energía primaria asociado al suministro energético global y el número de habitantes	kWh/cápita
	Desarrollo comunitario	Ratio de empleo generado	%
		Ratio de personas beneficiadas [%]	%
		Incremento del desarrollo económico local	\$
Salud y riesgos	Número de accidentes e incidentes en los procesos de instalación y mantenimiento	# ocurrencias	

Mediante la formulación de determinados indicadores en el marco de las redes eléctricas se puede obtener un conocimiento detallado del desarrollo y despliegue de los sistemas de generación distribuida,

lo que de manera complementaria a una toma de decisiones consecuente influirá positivamente en el desarrollo y funcionamiento sostenible del sistema eléctrico de potencia.

Cabe mencionar que, para una comprensión cabal del estado tanto general como específico de un sistema energético por medio de indicadores de desempeño, estos deben estar vinculados a los criterios conocidos con el acrónimo *S.M.A.R.T* (*Specific, Measurable, Achievable, Relevant and Time-bound*), lo que significa que los indicadores tienen que ser¹⁵:

- **Específicos:** el indicador tiene que ser lo más concreto posible y ser traducido en términos operativos.
- **Medibles:** para ello se deben establecer criterios de seguimiento y medición en donde se verifique si se está cumpliendo con el objetivo relacionado al indicador o si por el contrario hay una desviación de este. Si no se puede medir un indicador, entonces no se puede determinar el progreso del objetivo.
- **Alcanzables:** el indicador es alcanzable si en el objetivo se especifica con precisión y pragmatismo el nivel de lo que se medirá para cumplir con el resultado.
- **Relevantes:** el indicador debe ser significativo e importante para el resultado del objetivo adjunto, a fin de expresar que realmente tiene un impacto relacionado.
- **Temporales:** el cumplimiento de los objetivos debe estar acotado en el tiempo.

La Tabla 1 muestra algunos ejemplos de los indicadores de desempeño de sostenibilidad energética, ambiental, económica y social que pueden ser usados en el contexto de la evaluación de redes eléctricas, en este trabajo se habla específicamente de microrredes eléctricas. Los aspectos generales considerados a nivel mundial para la definición y selección de indicadores de sostenibilidad energética en proyectos de generación distribuida o microrredes son presentados en este capítulo.

6.5.5 Metodologías de evaluación

Uno de los primeros trabajos encontrados en la literatura donde se usa el KPI en el contexto de las redes inteligentes de energía fue el elaborado por [69]. Con el fin de evaluar que “tan inteligente” se encuentra la red eléctrica actual, los autores definen una metodología con 59 KPIs divididos en las 6 características propuestas por el Departamento de Energía Estadounidense. En [70] se presenta una aplicación similar a la del autor citado inmediatamente antes. El objetivo principal del estudio es evaluar que “tan inteligente” se encuentran las redes de distribución de *Vattenfall* en Finlandia y en Suecia con el uso de KPIs.

[71] presenta una metodología de evaluación de tecnologías de redes inteligentes de energía a través del uso de KPIs, permitiendo la comparación entre dos etapas diferentes de despliegue en una red o entre dos redes diferentes. Cada objetivo se evalúa de acuerdo con el incremento de los KPI implicados en su evaluación, lo que significa que debe considerarse un valor inicial o de referencia como punto de partida de la evaluación del objetivo. En [72] y [73] hacen uso del KPI como una herramienta de apoyo en sistemas de recuperación automática para sistemas de distribución. Los temas principales tratados en la metodología de evaluación fueron: desempeño de la red de energía, satisfacción del usuario, proceso interno y de aprendizaje de la empresa prestadora del servicio de energía.

¹⁵ Guide to Writing S.M.A.R.T Goal. URL: <https://www.smartsheet.com/blog/essential-guide-writing-smart-goals>

En [74], [75] y [76] definen una serie de KPIs para evaluar la eficiencia en una red de distribución inteligente desde un punto de vista técnico y medioambiental. En [77] y [78] proponen marcos interesantes de calificación y evaluación para enfoques *Smart-grid* comparativos. Estos trabajos a diferencia de las metodologías anteriormente citadas, integra el concepto de sostenibilidad, identificando un conjunto de características y criterios medioambientales, económicos y sociales para evaluar de manera integral una red inteligente de energía. No obstante, los autores manifiestan que el criterio más difícil de cuantificar a la hora de implementar un proyecto de red inteligente de energía es el social.

En [79] desarrollaron una metodología para estimar el costo-beneficio de proyectos de redes inteligentes de energía en el cual proponen un conjunto de KPIs para llevar a cabo una evaluación cualitativa (no monetaria) de beneficios adicionales a las presentadas por el proyecto. En [80]–[82] establecen un marco de evaluación con un sistema de indicadores que tiene como objetivo caracterizar y cuantificar los beneficios que se derivan de un proyecto de red inteligente de energía.

Las investigaciones citadas, en su mayoría, concluyen con la necesidad de realizar investigaciones para la consecución de los datos y la información. Así mismo, dejan ver que algunos datos sobre los KPIs son fáciles de conseguir, mientras que otros experimentarán acciones contrarias, sobre todo debido a la relativa novedad de la red inteligente. Finalmente, dejan claro que un enfoque metodológico no es mejor entre otros. Dicha elección dependería de muchas condiciones específicas del contexto de despliegue.

6.5.6 Arquitecturas de Monitorización, Planeación y Seguimiento

Los trabajos realizados por [83]–[88] presentan ideas interesantes en el ámbito de la monitorización y seguimiento de objetivos *Smart-grids* a través del uso de KPIs, llevando a un control el consumo energético y al mismo tiempo cumplir con las expectativas de los usuarios. Se consideran aspectos fundamentales como son las condiciones meteorológicas, la generación local de energía y condiciones de mercado energético.

Se destaca la propuesta desarrollada en [89], [90], el cual tiene como objetivo fundamental el desarrollo de un sistema inteligente de tecnologías integradas, logrando optimizar el uso de la energía consumida en distintos edificios. En [91] confirma lo realizado en [89], [90], demostrando la importancia de usar KPIs en los sistemas de seguimiento y monitorización. En este caso permite el cálculo automático de los valores agregados en términos de KPIs para determinar el desempeño de un edificio con el fin de detectar el mal funcionamiento de las instalaciones y reducir el consumo de energía y las emisiones de CO₂.

Sin duda, los estudios anteriormente citados ofrecen interesantes perspectivas de desarrollo de infraestructuras de monitorización para proyectos de redes inteligentes de energía, no obstante, son pocos los que consideran una planeación energética. Se destaca el trabajo realizado por [67], quien añadió a su trabajo una herramienta de soporte de planeación que combina datos reales de la red con datos extrapolados. Esta mezcla se combina a niveles bajos del cálculo del KPI, propagándolo a lo largo de toda su estructura jerárquica.

Por su parte, en [92] presentan una solución de previsión avanzada en el marco de planeación inteligente de la red eléctrica. Este permite a los expertos en negocios de servicios públicos y de ingeniería colaborar en los modelos de predicción, y por tanto reducir el tiempo necesario para un ciclo de planeación de la inversión de capital. GridIntell, como fue llamado, está dividido en dos partes. La primera, es un

conjunto de interfaces gráficas de usuario para cada uno de los participantes. La segunda es una plataforma compartida de simulación de red, que puede ejecutar distintos escenarios como se desee, generando valores de pronóstico basados en KPIs y poder describir los beneficios y riesgos de cada plan de inversión.

Finalmente, [93] presenta un modelo de planeación y de inteligencia de negocios para una cadena de suministro de redes inteligentes. Los autores desarrollan el modelo con el fin de proporcionar a los mercados de electricidad los flujos de datos necesarios y la información importante para el proceso de toma de decisiones. Para modelar la gestión del desempeño, los objetivos empresariales fueron convertidos en KPIs.

6.5.7 Eficiencia energética y respuesta de la demanda

Los autores [94] y [95] realizan una metodología para evaluar programas de respuesta de la demanda a través de KPIs. Los trabajos presentados por [96]–[99] logran una eficiencia energética a nivel de ciudad o región de manera integral, así como la presentación de una arquitectura de plataforma innovadora para lograr los objetivos propuestos. Para lograr lo anterior, las métricas y los KPIs son esenciales para la evaluación del progreso hacia cualquier meta particular de eficiencia energética. La visión detrás de las arquitecturas realizadas por los actores en las que se destaca el uso del internet de las cosas, permite mejoras en la disponibilidad y calidad de los datos relacionados con la energía.

En [100] crean una plataforma multivariante para evaluar el impacto de las decisiones estratégicas en sistemas energéticos. En este se desarrolla un módulo que contiene una serie de KPIs para evaluar la simulación obtenida a partir del consumo de energía en la instalación en un período de tiempo específico y para cuantificar los resultados obtenidos por el módulo de respuesta a la demanda.

No obstante, los trabajos arriba señalados concluyen que la selección del KPI es una cuestión delicada, ya que requiere la determinación de los parámetros de una simulación que necesitan ser supervisados. Por ejemplo, el problema de la evaluación de la eficiencia para una instalación específica. Dada la naturaleza estadística del problema, es imposible predecir con exactitud la serie actual de tiempo de consumo de energía. Sin embargo, los factores importantes a tener en cuenta pueden estar relacionados con las medidas globales tales como la cantidad total de energía consumida dentro de un intervalo de tiempo, el máximo y el mínimo de demanda de potencia o la relación de máxima demanda de potencia dentro de un intervalo de tiempo. Estos parámetros se utilizan como KPIs para dar un mejor análisis en el marco propuesto.

6.5.8 Sistemas de gestión de la energía (EMS)

En [101] se introduce por primera vez el KPI a los *Energy Management Systems* (EMS) como una solución para la gestión del consumo de energía y la producción en el ámbito de las *microrredes*. Siguiendo en esta misma línea de desarrollo, en [102] crean un EMS con el fin de modelar información para apoyo a la toma de decisiones energéticas en ciudades inteligentes con el uso de KPIs. Por su parte, en [103] logran a través de un marco de gestión de la energía conseguir una demanda óptima en un campus universitario. El marco propuesto incluye un repositorio de datos que recopila toda la información relevante explotada por los diferentes actores, en los que se destaca el módulo “*data analytics/KPI evaluators*”. El EMS consta de un algoritmo de optimización usando un modelo de programación lineal mixta (MILP) para programar el plan de uso de energía en el horizonte de tiempo.

En relación a la construcción de Energy Management System para la industrial [104] y [105] dan aportes significativos. El primero, desarrolló un sistema en tiempo real con el uso de técnicas de cloud computing y Big Data para monitorear y analizar el consumo de energía en múltiples empresas con KPIs energéticos. Por su parte, Hossain implementa un EMS que incluye la Arquitectura Orientada a Servicios (SOA) e infraestructuras de portales web. También una capa física en la que representa todos los dispositivos y componentes que participan directamente en el consumo de energía. La capa de red representa una aplicación middleware (Event-Hub) que acumula datos de dispositivos y abre una única interfaz para la suscripción a otros sistemas modulares existentes, en los que se destaca el KPI info-store. El EMS permite a través del Event-Hub obtener información de energía en línea.

6.5.9 Microrredes de energía

Según la literatura revisada, el uso de KPIs con métodos de optimización multiobjetivo son ampliamente usados en el desarrollo de *microrredes* de energía. Gabbar *et al.* en [106]–[109] define un conjunto de KPIs para evaluar éstas desde una perspectiva economía, de eficiencia, confiabilidad, de la conservación del medio ambiente y la calidad de la energía. La novedad de estos trabajos se basa en la introducción de una nueva estrategia de optimización basada en algoritmos genéticos en modelos dinámicos y estáticos de KPIs.

Otro trabajo desarrollado por el mismo autor propone un algoritmo híbrido que consiste en optimizar a partir de enjambre de partículas el diseño y operación de *microrredes* en redes combinadas de gas y energía [110]. Los KPIs se modelan y se utilizan para evaluar la eficiencia económica, confiabilidad, conservación ambiental, y calidad de la energía de la *microrred*. Las funciones de la evaluación multiobjetivo se desarrollaron construyendo una matriz de la relación de componentes de la *microrred* y de cada uno de los KPIs propuestos.

En [111] realizan un diseño para controlar una *microrred* híbrida AC/DC usando sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) por su sigla en inglés, con el fin de optimizar el rendimiento, la eficiencia y la calidad en el sistema de potencia. Los autores desarrollaron un sistema de control inteligente para la *microrred* usando técnicas de optimización de algoritmos evolutivos. El control propuesto aseguró una estabilidad en el desempeño del sistema. No obstante, el trabajo es netamente técnico y no considera un análisis económico, fundamental para la implementación de una *microrred* en el sistema de potencia. Finalmente, en [112] quien también usa los algoritmos genéticos para optimizar el diseño de una *microrred*, si considera la variable costo llevándolo a un mínimo de inversión y maximizando la eficiencia y las emisiones de CO₂.

6.5.10 Smart Energy Cities

El consorcio TRANSFORM, compuesta por seis ciudades europeas y empresas del sector privado, proponen una serie de KPIs con el objetivo principal de cumplir el 20-20-20 aplicado a las ciudades: reducir en un 20% las emisiones de carbono, generar un 20% de energía procedente de fuentes renovables y un aumento del 20% en la eficiencia energética para el año 2020 [113]. Para lograrlo, crearon un nuevo concepto denominado Smart Energy City, el cual busca a través de desarrollos energéticos que las ciudades tengan un entorno más habitable, un clima amigable, y que sea accesible y atractiva de acuerdo a las necesidades e intereses de sus habitantes.

La Norma [114] define un conjunto de indicadores para evaluar, orientar y medir, el rendimiento de los servicios de una ciudad y la calidad de vida. La norma cuenta con 17 temas (economía, educación, energía, medioambiente, finanzas, gobernanza, salud, entre otros. Con el fin de evaluar el desempeño

de proyectos de redes inteligentes de energía y su contribución hacia un desarrollo sustentable en las Smart Cities, la norma propone 4 indicadores energéticos principales y 3 de apoyo. Los estudios realizados por [115]–[119] presentan medidas operativas para la transición hacia una economía baja en carbono, donde las ciudades deben establecer una hoja de ruta de desarrollo que integre recursos locales con planes locales de desarrollo energético a través del uso de distintos KPIs.

6.5.11 Metodologías de evaluación de proyectos

En [120] se presenta una metodología de evaluación que define un conjunto de KPIs para cuantificar la contribución que tienen las actividades de investigación y desarrollo hacia los tres objetivos fundamentales definidos por la “*European Electricity Grid Initiative*” (EEGI): sostenibilidad, competitividad del mercado de la energía y seguridad del suministro. La estructura propuesta por la (EEGI) con el fin de medir el impacto de la implementación de las *Smart-grids* a través de KPIs, está dividida en tres niveles descritos en la Figura 12:

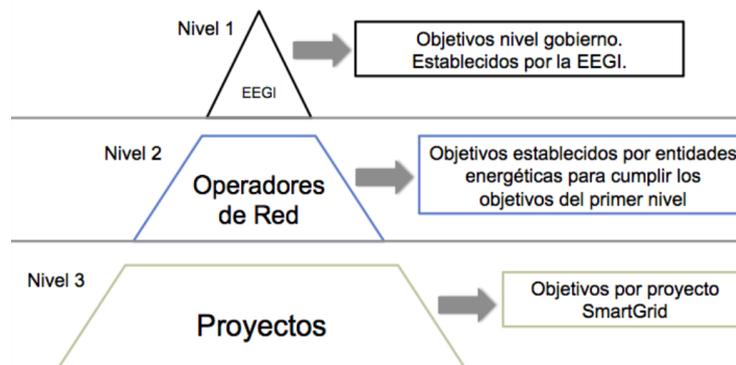


Figura 10. Niveles de KPIs según EEGI. Tomado de [120].

Cada uno de los tres niveles expuestos en la Figura 10 contienen una serie de KPIs. Por ejemplo, en el nivel 1 se presentan dos indicadores fundamentales establecidos por entidades gubernamentales hacia la mejora de las redes eléctricas europeas en su mapa de ruta. Para cumplir los dos KPIs expuestos en el nivel 1, los operadores de red deben realizar un seguimiento a través de 7 KPIs energéticos. Finalmente los KPIs propuestos en el Nivel 3, corresponden a los objetivos específicos de proyectos *Smart-grid* a implementar que deben estar alineados con los niveles 1 y 2. En [121] se observa con mayor grado de detalle una metodología de evaluación con los KPIs que deben ser implementados exclusivamente en el nivel 3.

De igual forma en [122] un proyecto denominado IDEAL, proporciona una descripción y un procedimiento de selección de un conjunto de indicadores que miden el progreso hacia la red eléctrica inteligente ideal a partir de los beneficios atribuidos de los proyectos *Smart-grid*.

Al igual que la Unión Europea, el Departamento de Energía Estadounidense (DOE), introdujo un marco de evaluación de manera jerárquica para medir que tanto se ha progresado hacia la red eléctrica inteligente ideal y otro para ver el progreso de implementación. Para medir que tanto se ha progresado hacia la *Smart-grid*, se plantearon seis principales características o funcionalidades que deberá tener una red inteligente [123].

Personal *et al.* en [67], utilizó el KPI como una herramienta útil para evaluar las metas propuestas en desarrollos *Smart-grids* y con el fin de cumplir con objetivos establecidos por autoridades europeas. Los

autores desarrollaron un marco de referencia de manera jerárquica tal y como se presenta en la Figura 6.

Con el fin de realizar un seguimiento del rendimiento energético a nivel ciudad, en [124] proponen una serie de KPIs estructurados de manera jerárquica, que van desde la parte estratégica en el nivel más alto, la táctica en el intermedio y operativa en el nivel más abajo. Esta solución es organizacional y desarrollada de la misma manera a la presentada en la Figura 11.

Autores como Wang *et al.* en [125] proponen un marco de evaluación de la misma manera a lo realizado por [67]; no obstante, utilizaron un sistema multicriterio AHP de evaluación para obtener de manera más sencilla y precisa la ponderación de los indicadores propuestos.

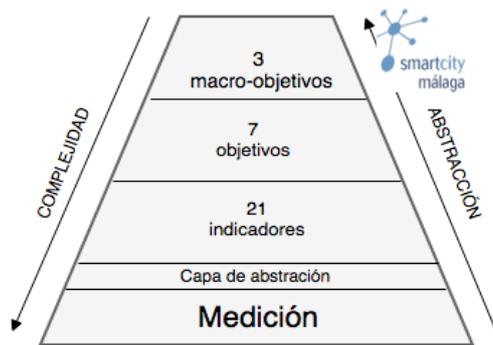


Figura 11. Estructura jerárquica aplicada al proyecto Smarcity Málaga. Tomado de [67]

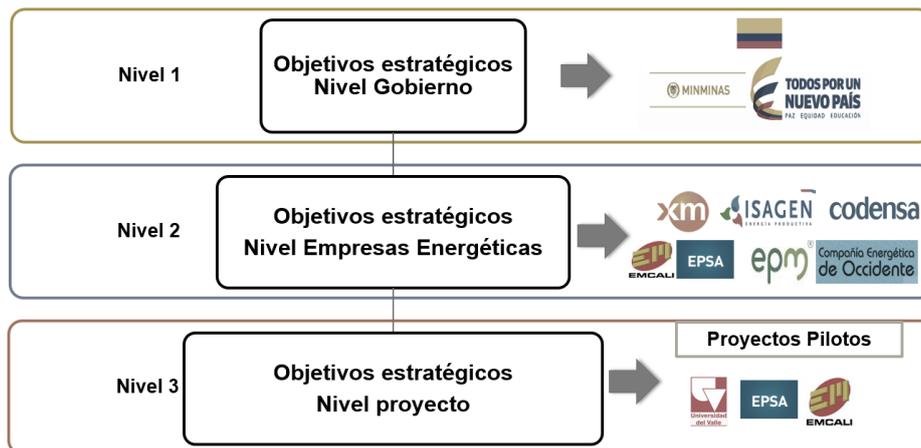


Figura 12. Esquema jerárquico de tres niveles propuesto para Colombia: nivel Gobierno, Nivel Empresa y Nivel proyecto Tomado de [126].

A nivel nacional existe un ambicioso proyecto para medir el progreso de programas y proyectos *Smart-grids* en la región. El marco contiene una estructura de tres niveles (nivel Gobierno, nivel Empresas Energéticas y nivel proyecto). Para cada nivel, se definieron un conjunto de KPIs los cuales ayudarán a realizar un seguimiento continuo hacia los objetivos estratégicos planteados por las partes interesadas. Los tres niveles se complementan entre sí, es decir, los objetivos estratégicos planteados en el nivel proyecto deben soportar los objetivos y estrategias establecidas en el nivel empresas energéticas; de igual manera, el nivel empresa debe alinearse a los objetivos propuestos por las entidades gubernamentales (nivel Gobierno). Ver Figura 12.

6.5.12 Aplicaciones de técnicas de decisión multinivel

Se destaca el trabajo presentado por [127], el cual propone un método multiobjetivo de dos niveles para la planificación de redes de energía en áreas urbanas, que se resuelve mediante un algoritmo genético multiobjetivo (MOGA). En [128], [129] desarrollaron un modelo de optimización pero en este caso de tres niveles con el mismo fin de planificar y expandir la transmisión y generación en un entorno desregulado del mercado de energía. El primer nivel es modelado como una entidad de decisión centralizada. En el segundo nivel, múltiples empresas generadoras de energía descentralizadas toman sus propias decisiones de expansión, mientras en el tercer nivel proponen un modelo de anticipación para obtener un equilibrio mayorista en el mercado eléctrico.

Siguiendo esta misma línea, [130] presenta un modelo de decisión de múltiples seguidores de dos niveles para la planificación de la expansión de la transmisión eléctrica en un entorno de mercado. El problema presentado en el nivel superior representa las decisiones que debe tomar el planificador de la transmisión con el objetivo de decidir cuáles son las inversiones a realizar mientras se maximiza el bienestar social promedio y se minimiza el costo de la inversión. Los problemas de nivel inferior representan una compensación del mercado para cada escenario de mercado y consideran las decisiones de inversión conocidas. Este mismo autor en [131] propone un modelo de optimización de tres niveles (un planificador, un atacante y un operador) en la transmisión considerando una protección de los activos críticos ante posibles ataques en la infraestructura física.

[132] proponen un modelo bi-nivel para la planificación y operación de microrredes conectadas al sistema de distribución. En [133] formulan un problema de optimización de tres niveles para la obtención de una eficiencia energética en entornos *Smart-grids*. En [134] la tesis doctoral propone un interesante desarrollo de algoritmos para la respuesta de la demanda en red inteligentes de energía, utilizando modelos de precios multinivel recopilando y analizando datos de campo para comprender mejor el comportamiento de consumo en los usuarios.

[135] desarrolla modelos no cooperativos para la planificación óptima de las cargas de energía de una sola casa, con el objetivo final de minimizar la factura de energía. Definen, además, modelos cooperativos para administrar conjuntamente el consumo de energía de un grupo de usuarios con el fin de disminuir fácilmente la demanda de energía máxima agregada. Por otra parte, en [136] la optimización de una casa se realiza en las capas de distribución y domótica a diferentes escalas de tiempo y utilizando diferentes herramientas.

En [137] proponen un juego Stackelberg no cooperativo entre casas residenciales (*seguidores*) y autoridades energéticas (*líder*) para explorar cómo ambas entidades pueden beneficiarse, en términos de utilidad lograda y minimizar el costo total respectivamente. En [138] y [139] utilizan un juego Stackelberg para la gestión de la respuesta a la demanda de períodos múltiples y almacenamiento de energía compartido en la red inteligente de energía. En [140] proponen un interesante marco teórico de juegos de Stackelberg de dos niveles para estudiar las interacciones entre generadores (líderes) y microrredes (seguidores). Las entidades de ambos lados toman decisiones estratégicas sobre la cantidad de generación de energía para maximizar sus pagos. No obstante, el trabajo no solo considera criterios económicos sino también incorpora criterios de estabilidad y eficiencia de la red inteligente.

En [141] realizan un marco de optimización que consiste en modelos matemáticos completos para simular edificios comerciales y una red de distribución inteligente subyacente, con limitaciones operativas y un enfoque de solución de dos niveles. En [142] desarrollan una metodología para abordar

el diseño y la operación de un edificio y su sistema de energía, divididos en tres niveles. Las técnicas de optimización utilizadas son un algoritmo genético multiobjetivo (diseño) y una programación lineal de entero mixto (operación).

De trabajos jerárquicos utilizados en proyectos *Smart-grids*, el propuesto por [143] describe perfectamente cómo usar un marco teórico común para implementar un esquema jerárquico mediante el cual incluso los sistemas de potencia a muy gran escala puedan ser monitoreados de manera eficiente y precisa. En [144] introducen una estrategia de control jerárquico multinivel para obtener una red eficiente de energía con la introducción de unidades de generación distribuidas. Esta estrategia de control propuesta proporciona disponibilidad y confiabilidad para sistemas de energía futuros.

Para manejar los problemas de comercialización en los mercados de electricidad, [145] construye un modelo de optimización no lineal de dos niveles para un problema ofertas estratégicas en los mercados diario de electricidad competitivos y desarrollaron un algoritmo PSO. Este mismo autor en [146] presentó un modelo de decisión de un seguidor no lineal de dos niveles y varios *líderes* para la optimización de las ofertas estratégicas en los mercados de electricidad diarios.

Centrándose en arquitecturas de monitorización para la ayuda a toma de decisiones en el contexto de la planificación energética en ciudades inteligentes, los trabajos realizados en [147], [148] suponen un paso importante para recopilar, analizar y exponer la información en un tablero de mando central con la ayuda de indicadores clave de desempeño (KPIs) energéticos. Los KPIs muestran el estado de un determinado aspecto en la ciudad o área con respecto a un objetivo determinado. Mediante un proceso de decisión multicriterio jerárquico y optimización multinivel de dos niveles, permite al administrador de energía integrar las diferentes unidades de toma de decisiones centradas en la optimización energética de un subsistema urbano específico.

En [149] presentan un mecanismo de negociación multinivel para operar redes inteligentes y negociar en los mercados eléctricos considerando las ventajas de un grupo de instalaciones generadoras distribuidas (cogeneración, energía eólica, pequeñas plantas hidroeléctricas, generadores de emergencia, etc.).

En [150] se desarrolló una metodología de optimización multiobjetivo de dos niveles para un distrito dado que satisfaga las demandas energéticas considerando calefacción, refrigeración y agua caliente y, al mismo tiempo, minimice los costos anuales totales y las emisiones de CO₂. Una optimización multiobjetivo de dos niveles para el diseño y la programación simultáneos de un sistema energético del distrito.

Finalmente en [151] proponen un enfoque de optimización multinivel para la planificación del sistema de distribución, con el objetivo de coordinar de manera adecuada la penetración de energía renovable. El modelo propuesto considera la toma de decisiones de la empresa de energía bajo las restricciones que puede tener el propietario de la generación distribuida, así como las características operativas del sistema.

6.5.13 Discusión

En la mayoría de la literatura consultada, la gestión energética considera técnicas de toma a la decisión tales como: Modelos de decisión multiobjetivo, Análisis Multicriterio, Algoritmos computacionales

genéticos, DSS, GIS Based Decision Support, EMS, etc, pero estos son aplicados desde la perspectiva de un solo nivel. Autores referentes como Raffaele Carli en su artículo “A Hierarchical Decision-Making Strategy for the Energy Management of Smart Cities” señala: “Existe una carencia de técnicas que analicen los niveles de decisión existentes de forma integrada en lugar de nivel por nivel”. Desde esta perspectiva, analizar las redes eléctricas inteligentes como un sistema de un solo nivel, no es un enfoque apropiado dado que se deben considerar diferentes actores que se involucran directa o indirectamente en la toma de decisiones; por lo tanto, la afirmación de Raffaele Carli se toma como elemento base para proponer la técnica de toma de decisiones multinivel y como recurso que armoniza las acciones entre la empresa, el país y las regiones involucradas dentro de un proyecto de red inteligente de energía.

7. PLANIFICACIÓN DE MICRORREDES

7.1 Introducción

El desarrollo de una red inteligente de energía requiere de acciones coordinadas por parte del Gobierno y las áreas estratégicas, tácticas y operativas de las empresas energéticas. Para su éxito, es importante que estos niveles se estructuren de manera jerárquica y la ejecución de sus decisiones se realice de manera secuencial, tomando como punto de partida el nivel superior (nivel gobierno) luego al medio (planificación estratégica y táctica de las empresas) y finalmente al nivel inferior (nivel operativo). Empresas energéticas, entes gubernamentales y referentes académicos a nivel mundial [67] [141] [152] [153], presentan la importancia de hacer este tipo de estructuración, aconsejando a las organizaciones encargadas de implementar o planificar un proyecto de redes inteligentes, articular e involucrar a todos los niveles y actores responsables con el fin de garantizar los máximos beneficios a costos mínimos. [154].

Para lograr modelar este tipo de problemática, un enfoque multinivel puede funcionar de mejor manera en el sector energético para la toma de decisiones. En la última década, el uso de estas técnicas se ha establecido como una herramienta útil para: la conceptualización y abstracción de modelos organizacionales jerárquicos, problemas de gestión descentralizada y Big Data [155], Smart Energy Cities [119], Microrredes [156], Sistemas Activos Distribuidos (ADS) [151] y en general, para cualquier proyecto *Smart-grid* [157].

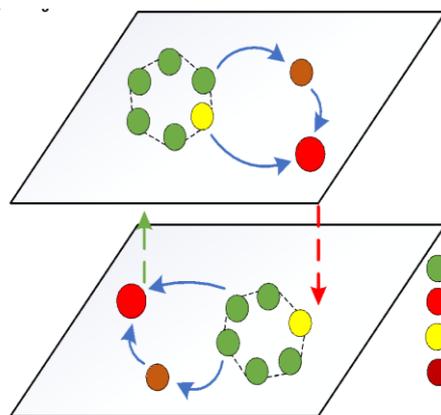


Figura 13. Un bosquejo general de un problema bi-nivel. Tomado de [158]

En el ámbito de la planificación y operación, las técnicas de toma a la decisión de dos niveles (bi-nivel) son las comúnmente utilizadas. En estos modelos, los tomadores de decisiones tratan de optimizar sus respectivas funciones objetivos de forma independiente; pero, las decisiones se ven afectadas en el espacio de decisión del otro nivel (ver Figura 13). La Planificación representa el líder o el problema del nivel superior y la (Operación) actúa como el seguidor o el problema del nivel inferior. La ejecución de decisiones es secuencial, de nivel superior a inferior, lo cual es consistente con la relación lógica entre planificación y operación.

Otro aspecto fundamental para considerar y por el cual se hace uso de un enfoque bi-nivel son las escalas de tiempo presentes entre la planificación que se da a largo plazo y la operación a corto plazo (ver Figura 14). Al ser estas diferentes, un modelo de decisión bi-nivel es capaz de permitir su interacción y un modelado óptimo [151].

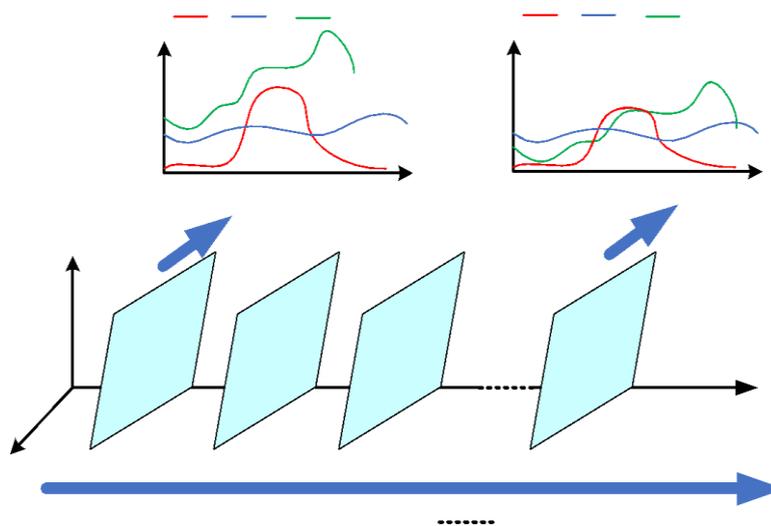


Figura 14. Esquema multinivel para lidiar con diferentes escalas de tiempo y múltiples escenarios.

7.2 Revisión de Literatura

La mayoría del trabajo de investigación reportado en la literatura sobre los modelos bi-nivel, en el ámbito de la planificación energética, son clasificados dentro de los problemas de naturaleza no convexa tipo NP-Hard. Hasta en el caso más simple, en donde todas las funciones son continuas y lineales, son fuertemente NP-Hard y por tanto difíciles de resolver [159] [160]. Esto da una idea del grado de complejidad que se puede alcanzar con el desarrollo de algoritmos de resolución para problemas bi-nivel con funciones no lineales, múltiples objetivos, no convexos, discontinuos y con restricciones [161]. Existen dos clases principales de algoritmos, los clásicos y evolutivos [158]. En los algoritmos clásicos, se supone que los problemas bi-nivel se comportan matemáticamente bien; es decir, contiene funciones que son lineales, cuadráticas o convexas. Se hacen suposiciones fuertes como una diferenciabilidad continua y la función es semi-continua inferiormente en X_0 . En los algoritmos clásicos encontramos la técnica de reducción a un solo nivel, con las condiciones Karush-Kuhn-Tucker (KKT), Equilibrio de Stackelberg, el método de gradiente descendente y manejo de restricciones con funciones de penalidad [158].

Tabla 2. Estado del arte de los algoritmos y objetivos establecidos en el nivel superior e inferior.

Ref.	Objetivos en el Upper Level	Objetivos en el Lower Level	Algoritmo o método
[162]	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar el costo del minorista 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos en el cliente 	Algoritmos Genéticos
[138]	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar ingresos empresa 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar ganancias del cliente 	Stackelberg game
[140]	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar ingresos empresa 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar ingresos cliente, Mejorar la estabilidad y eficiencia 	Stackelberg game
[163]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de pérdidas Minimizar los costos medioambientales 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos operativos de la Microrred 	Un problema lineal cuadrático determinístico
[164]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de inversión de las DERs y Minimizar los costos de operación de la red 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos operativos y mantenimiento por hora de los generadores Diesel. 	KKT
[165]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar las ganancias de venta de energía de la Microrred 	KKT
[166]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de operación de la red de distribución 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de operación 	PSO
[167]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión y operación 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de generación y de emisiones 	KKT
[168]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión Minimizar los costos de operación y mantenimiento Minimizar los costos de pérdidas de energía Minimizar los costos de energía no suplida Mejorar el perfil de voltaje. 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de operación y mantenimiento Minimizar costos de suministro por potencia activa y reactiva. 	Algoritmo de optimización de Cuckoo (COA) y el algoritmo competitivo imperialista (ICA)
[169]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de inversión y operación Reducir el costo de la energía Mejorar la eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de generación y emisiones 	KKT
[170]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de inversión, Reducción de las emisiones de CO₂, Minimizar las pérdidas de energía activa Minimizar el costo de energía no suministrada. 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de conmutación de la Microrred Minimizar el costo de la energía no suplida 	PSO/ Algoritmos Genéticos
[151]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar las ganancias de venta de energía Minimizar los costos de operación 	Algoritmos Genéticos
[171]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar las emisiones de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de suministro de energía 	Programación entera mixta
[172]	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar la ubicación y tipo de fuentes DER 	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar el perfil de tensión Mejorar la fiabilidad 	PSO
[173]	<ul style="list-style-type: none"> El operador busca mantener las tarifas de energía estables de un año a otro 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de operación. 	KKT
[147], [148]	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar el rendimiento energético en una Smart City 	<ul style="list-style-type: none"> Encontrar planes de acción óptimos a un mínimo costo 	KKT
[150]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de inversión 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar las emisiones de CO₂. 	No especifican
[142]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de inversión Minimizar costos por emisiones CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de operación 	Algoritmos genéticos y Programación lineal entera mixta
[174]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de inversión Minimizar los costos de operación y mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de la carga máxima Mejorar la capacidad de reserva de sistemas de acumulación de energía Mejorar la volatilidad de los precios 	PSO
[132]	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar los perfiles de tensión Minimizar pérdidas en la red 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de operación, Minimizar costos medioambientales Minimizar costos por no abastecimiento de energías DERs 	Algoritmos Genéticos
[175]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de inversión Minimizar los costos de operación Minimizar el costo anual por pérdida de potencia activa Minimizar el costo anual por energía no suplida 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar costos de inversión Minimizar los costos de operación y mantenimiento Minimizar las pérdidas Maximizar la generación anual de energía provista por DG Minimizar la desviación de tensión 	PSO
[176]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión, Minimizar las emisiones de CO₂ Minimizar el consumo de energía 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar los costos de operación 	PSO, Algoritmos genéticos
[177]	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de inversión en transmisión Minimizar el costo de inversión de proyectos eólicos Maximizar la confiabilidad del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> Minimizar el costo de producción Minimizar las interrupciones 	Algoritmo de salto de rana barajado multiobjetivo (MOSFLA)

Por otra parte, de los algoritmos evolutivos se destacan el uso de enjambre de partículas (PSO), evolución diferencial (DE), el algoritmo de colonia de abejas artificiales (ABC) y algoritmos genéticos (GE). Cuando se comparan estos dos métodos, los clásicos presentan altos niveles de incertidumbre y a gran escala sufren fácilmente la "maldición" de la dimensionalidad. Por tanto, tomará una gran cantidad de tiempo de cálculo para resolver estos problemas. Los algoritmos evolutivos tienen la ventaja de equilibrar la eficiencia y la precisión computacional.

Estos algoritmos tienen como fin encontrar un número de soluciones óptimas que minimicen los objetivos económicos y maximicen los beneficios operativos, tácticos y medioambientales. La Tabla 2 presenta un resumen de los algoritmos de decisión y el número de objetivos por nivel de las referencias de la literatura.

En [134] [162] [138] desarrollaron un enfoque de optimización bi-nivel en proyectos de respuesta a la demanda. En el nivel superior se busca optimizar los beneficios económicos del minorista y en el nivel inferior las necesidades del consumidor.

En [139] abordan un problema de gestión de la respuesta a la demanda de períodos múltiples considerando almacenamiento de energía. En [140] proponen un interesante marco bi-nivel para estudiar las interacciones entre generadores (líderes) y Microrred (seguidores). Las entidades de ambos lados toman decisiones estratégicas sobre la cantidad de generación de energía para maximizar sus pagos. El trabajo considera objetivos económicos, de estabilidad y eficiencia de la red inteligente. En [163][164][165][166][167][168] proponen modelos bi-nivel para la planificación y operación de microrredes conectadas al sistema de distribución. En [169] y [170] los estudios están enfocados en Microrred aisladas y autónomas.

En [151] desarrollan un nuevo enfoque de optimización para la planificación de proyectos de generación distribuida, cuyo objetivo es aumentar de manera efectiva el uso de energía renovable en un mercado no regulado. El problema en cuestión se ha formulado como un modelo de programación de enteros mixtos multinivel, que se ejecuta conjuntamente entre la empresa de servicios energéticos y el operador del generador distribuido. Los autores en [171] desarrollaron un modelo de optimización que permite la planificación regional de energía renovable y el control de la contaminación del aire para un sistema de energía eléctrica bajo escenarios de incertidumbre. En esta misma línea, el trabajo presentado en [172] optimiza la ubicación, la escala y el tipo de generación distribuida desde la perspectiva de los clientes. En [173] propone un problema bi-nivel en el que, en el primer nivel, el regulador decide las tarifas de acceso para recuperar los costos anuales de transmisión y distribución, mientras que en el segundo nivel, los consumidores deciden las inversiones realizadas en un proyecto de generación fotovoltaica.

En [141] realizan un marco de optimización bi-nivel que consiste en modelos matemáticos completos para simular edificios comerciales y una red de distribución inteligente subyacente, con limitaciones operativas.

Centrándose en arquitecturas de monitorización para la ayuda a toma de decisiones en el contexto de la planificación energética en ciudades inteligentes, los trabajos realizados en [152] [119] [147], [148] suponen un paso importante para recopilar, analizar y exponer la información en un tablero de mando central con la ayuda de indicadores clave de desempeño (KPIs) energéticos. Los KPIs muestran el estado de un determinado aspecto en la ciudad o área con respecto a un objetivo determinado. Mediante un proceso de decisión multicriterio jerárquico y optimización multinivel bi-nivel, permite al administrador

de energía integrar las diferentes unidades de toma de decisiones centradas en la optimización energética de un subsistema urbano específico.

Recientemente, también ha habido interés en la optimización multi-nivel multi-objetivo utilizando algoritmos evolutivos. En [150] desarrollaron una metodología de optimización multiobjetivo bi-nivel que satisfaga las demandas energéticas considerando calefacción, refrigeración y agua caliente y, al mismo tiempo, minimice los costos anuales totales y las emisiones de CO₂. En [142] desarrollan una metodología para abordar el diseño y la operación de un edificio y su sistema de energía, divididos en dos niveles. Las técnicas de optimización utilizadas son un algoritmo genético multiobjetivo (diseño) y una programación lineal de entero mixto (operación). En [174] se propone un problema de optimización bi-nivel difuso multiobjetivo para modelar la planificación de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) en sistemas de generación distribuida (ADS). En [132] presentan un modelo de operación óptimo bi-nivel con múltiples objetivos para obtener los beneficios operativos tanto de la red de distribución como de Microrredes conectadas a la red. En [175] desarrollan un enfoque para la planificación de generación distribuida (DG) en una red de distribución basados en una técnica multi-escenario. En [176] los autores presentan una metodología para resolver problemas de suministro de energía a través de un modelo de optimización bi-nivel multi-objetivo. Los tomadores de decisiones de nivel superior deciden el diseño y las políticas, mientras que la operación de la planta se define en el nivel inferior. Finalmente, en [177], se desarrolla y modela un marco de trabajo para apoyar la toma de decisiones en la transmisión y la planificación ante la penetración de proyectos de energía eólicos.

8. GESTIÓN DE ENERGÍA EN MICRORREDES

8.1 Gestión Óptima de la Energía Eléctrica en Microrredes

Para construir la arquitectura del sistema de gestión de energía (*Energy Management System, EMS*) en microrredes, algunos autores proponen basar los esquemas en algoritmos de optimización no-lineal de un solo objetivo. En general, todas esas aproximaciones reconocen una jerarquía de control donde el EMS proporciona los puntos de operación de potencia a las unidades de generación. Algunas propuestas, abordadas mediante técnicas diversas de optimización no-lineal, modelan en su mayoría la minimización de costos económicos [178]–[184]. Otras, minimizan el consumo de combustible [185], maximizan el balance de potencia generación/consumo [186], o incluyen indirectamente una reducción de la contaminación por emisiones, ya sea través de la agregación pesada de funciones de costos y emisiones [187], o de la incorporación de costos por perjuicios causados por dichas emisiones [188]–[190].

Por su parte, otras propuestas modelan el problema como uno basado en la optimización del flujo de potencia (*Optimization of Power Flow, OPF*), y se orientan esencialmente a la reducción de las pérdidas en líneas de transmisión y costos [191]–[196]. No obstante, en camino a una visión más completa de EMS, en [197] se presenta un esquema de gestión óptima de potencia eléctrica junto a los conceptos de gestión del sistema de almacenamiento de baterías y pronósticos, con uso de la inteligencia computacional (IC). Sin embargo, el estudio no considera el papel del tomador final de decisión (*Decision Maker, DM*), el cual, como ya se ha mencionado, puede intervenir en la gestión de la demanda, adaptarse a la diferencia entre los pronósticos y la realidad, o dar mayor importancia a otros criterios en la operación de la microrred. En [198] se propone también una arquitectura de EMS, donde se considera la optimización para dos días del plan de operación (*Unit Commitment, UC*) de la microrred ESUSCON [199] en Chile. Esta investigación también propone esquemas de previsión o pronósticos para gestionar

la incertidumbre en las fuentes renovables, así como del lado de la demanda, proporcionando los estados óptimos de operación para el horizonte de tiempo mencionado.

Sin duda, todas las aproximaciones anteriormente citadas ofrecen interesantes perspectivas de desarrollo al EMS, no obstante, importantes aspectos de la gestión de potencia en microrredes, que también deberían considerarse, no siempre pueden expresarse en términos de los costos económicos, o en general, a través de una sola función objetivo. Máxime en el contexto actual, donde se tienen altas expectativas por lograr una importante reducción del impacto ambiental, tanto en la generación, como en el uso del recurso eléctrico. En la realidad esperada, dentro de un ambiente de producción de energía eléctrica descentralizado, al intervenir varios generadores distribuidos (*Distributed Generators*, DG) con naturaleza, capacidad y distancias heterogéneas, que deban ser asignados como proveedores de potencia a consumidores con necesidades también diversas, resulta conveniente proveer un EMS autónomo, que encuentre no sólo una adecuada combinación de suministro de potencia de los DG, sino que, simultáneamente, también atienda a requerimientos generalizados tanto de eficiencia, como de impactos ambientales y de seguridad, entre otros.

Como ya se explicó, la anterior descripción coincide con la formulación de un problema de optimización multiobjetivo con restricciones, (*Constrained Multi-Objective Optimization*, CMO) [45]. En este sentido, el problema de optimización de la potencia eléctrica en microrredes ya ha sido abordado con técnicas no-convencionales, basadas en programación dinámica, teorías de decisión o heurísticas de inteligencia computacional. En algunos estudios, la CMO involucra el modelado de dos funciones objetivo no-lineales relacionadas con los costos económicos de la microrred y las emisiones de gases contaminantes [200]–[205]. Otras aproximaciones por su parte están relacionadas con la minimización de costos económicos y la maximización del uso de la generación distribuida [206], la minimización de las pérdidas de energía y el consumo de combustible [207], o la maximización de las utilidades económicas y la minimización del riesgo debido a la volatilidad de los precios [208].

Si bien estos estudios utilizan diversas técnicas de CMO, con resultados satisfactorios sobre dos objetivos, debido a la amplitud de intereses alrededor de la arquitectura microrred, también se ha propuesto modelar el problema de gestión óptima de potencia, como uno de tres o más objetivos. Por ejemplo, en [209] se estudian esquemas de optimización basados en las funciones objetivo de costos económicos totales, las pérdidas de energía y las emisiones de gases contaminantes. De manera similar, en [210], al considerar la microrred como una red activa de distribución, los autores estudian tres estrategias de gestión, las cuales incorporan, a la CMO, estas mismas funciones objetivo, no obstante sumadas a un conjunto de restricciones asociadas a los límites de potencias activa y reactiva. En [211] se propone un estudio de la influencia del sistema de baterías en una red de distribución activa específica, evaluada desde la CMO de los costos, las pérdidas de energía, las emisiones y las fluctuaciones de potencia. En [212] también se propone un esquema de CMO sobre los objetivos de los costos de operación, la depreciación de activos y la maximización del beneficio ambiental a través de agregación de funciones.

Aunque las aproximaciones anteriormente señaladas, también utilizan técnicas no-convencionales de CMO, obteniendo interesantes resultados individuales, son pocos los ejemplos que ofrecen sus parámetros de experimentación completos, a fin de establecer posibles estudios entre técnicas, los cuales redunden en beneficio del mejor diseño de EMS. Además, otro inconveniente que se presenta en términos generales es que las aproximaciones citadas no incorporan un esquema de gestión de la demanda, el cual permita diferenciar entre cargas críticas y no-críticas desconectables (deslastrables), por ejemplo como lo han propuesto Kelly et al. en [213]. De igual manera, los estudios no siguen una

metodología común de especificación, medida y comparación relacionada con la calidad de los conjuntos de optimización logrados, su convergencia y la diversidad de soluciones suministrada. Todos estos aspectos, son muy convenientes a la hora de evaluar la prevalencia de una técnica de CMO frente a otras [214], con el ánimo de suplir o asistir parte de las necesidades de diseño del DM.

Precisamente, en lo que a metodología de comparación se refiere, algunas investigaciones han explorado y revisado las posibles métricas usables en el entorno de CMO [215], [216]; no obstante, todas ellas ajenas al contexto de optimización en microrredes. Con miras al compromiso de ofrecer la máxima eficiencia en la operación de las microrredes, el contar con una metodología de comparación, que permita verificar la prevalencia de una técnica de CMO sobre la otra, resulta conveniente a la hora de decidir cuál de ellas han de soportar el núcleo optimizador del EMS. El estudio hecho en [217], es un ejemplo de esta temática. El escenario descrito anteriormente, abre el panorama para que otras formas de programación no-convencionales, tales como las basadas en heurísticas, *soft-computing*, computación evolutiva o en general, con uso de la inteligencia computacional, se exploren hacia la búsqueda de nuevas soluciones.

8.2 El Tomador de Decisión, (Operador de la Microrred)

En otro sentido, las investigaciones citadas, en su mayoría, tampoco llevan a cabo estudios sobre el papel que puede jugar el tomador de decisión, DM en la operación de la microrred. Cabe recordar que, en la CMO, cada uno de los objetivos alcanza sólo un óptimo relativo, ya que es común que esos objetivos sean conflictivos entre sí y no existe una solución global que los lleve simultáneamente al mínimo individual. Al insistir en el concepto de CMO como mecanismo de optimización de la potencia en microrredes, es importante la incorporación del rol del DM, a fin de adaptar los conjuntos solución obtenidos, tanto a las necesidades inmediatas, como a los planes de operación futura de la microrred. Algunas investigaciones son ejemplos de los esfuerzos por modelar y desarrollar el papel del DM dentro de la CMO; orientados principalmente a la automatización de su funcionamiento y a la toma de decisiones ante múltiples criterios [218]–[220]. Se trata de esquemas que pueden considerarse para completar la arquitectura del EMS.

Otros estudios relacionados con la *smart-grid*, si bien evalúan diversos aspectos de optimización mediante el modelado del DM [221]–[224], no se aplican propiamente al contexto de gestión óptima de potencia en microrredes. Sin embargo, estas iniciativas ofrecen ideas interesantes que pueden aplicarse al problema de asistir efectivamente al DM para que seleccione adecuadamente un estado de operación para la microrred.

En el contexto específico de CMO para la gestión óptima de potencia en sistemas híbridos, en [225] se desarrolla un estudio basado en el algoritmo de optimización por enjambres de partículas (PSO), adaptado para la CMO, además de la implementación de un esquema de decisión sobre incertidumbres para reducir el tamaño de los conjuntos solución, lo cual favorece la labor del DM. En [226], se presenta una idea de interacción entre tomadores de decisión, con la cual se modelan las relaciones de compensación que pueden tener lugar en un intercambio energético y comercial *grid*/microrred, más no de la decisión directa sobre los conjuntos solución de una aplicación CMO. Otros autores, al plantear como escenario una red activa de distribución con celdas de combustible, estudian en [227], [228], esquemas auto-adaptativos de CMO con reducción del tamaño de los conjuntos solución mediante lógica difusa. Con estos esquemas, el DM interactúa señalando sus preferencias progresivamente en el

algoritmo. Desafortunadamente, ninguna de estas aproximaciones se aplica directamente al problema de la gestión óptima de potencia eléctrica en microrredes.

En un enfoque orientado a las microrredes, En [229] se aborda una solución bi-objetivo basada en optimizar el plan de operaciones UC y el flujo de potencia OPF, a través del método de salto y desplazamiento (*Jump and Shift*). La aproximación también ofrece la gestión del sistema de almacenamiento ESS y calcular tanto la potencia reactiva inyectada por las fuentes renovables, como las relaciones óptimas de transformación y los ángulos de fase. A pesar de ello, este enfoque no incluye la optimización de otros objetivos, tales como la reducción de gases contaminantes, entre otros. Asimismo, no se incluyen esquemas para pronosticar el comportamiento en fuentes renovables, o gestionar las decisiones relacionadas con el deslastre de carga o la compra/venta del recurso energético a la red principal.

En [230], un esquema orientado a la gestión óptima de potencia en microrredes, los autores modelan el problema como uno CMO, basado en programación lineal, en el cual incluyen una variante en la que se modela un proceso de decisión sobre la programación del sistema de baterías, con base en una secuencia inteligente de predicciones y lógica difusa. También, en [231] se propone una arquitectura de EMS inteligente, con una CMO basada en programación no-lineal, abordada desde tres perspectivas diferentes. Los autores presentan resultados donde la CMO basada en ε -constraint produce conjuntos cercanos a la frontera real de Pareto. Si bien estas aproximaciones proponen esquemas para gestionar la incertidumbre y tomar decisiones sobre los conjuntos solución (alternativas de diseño), no se abordan las decisiones referidas a la gestión del sistema de almacenamiento ESS, o de cargas críticas y no críticas, las cuales evalúen desviaciones o posibles deslastres de ellas. Tampoco en este enfoque, se ofrece una asistencia al DM en relación a los conceptos de diseño (selección del mejor esquema optimizador), lo cual podría ampliar la cantidad de soluciones viables de operación no exploradas. No se observa además, ningún estudio o metodología que permita evaluar la prevalencia de un concepto de diseño sobre otro, o una solución combinada de ellos, o la inclusión de otras funciones objetivo en el diseño.

En [232], se propone una CMO sobre los objetivos de costos y disponibilidad de la potencia, evaluados sobre un modelo de microrred específico de un complejo habitacional de apartamentos. Sin embargo, aunque ofrece una metodología para asistir al DM en la selección del estado de operación, tomando en cuenta la incertidumbre, la propuesta no aborda la idea de clasificar la carga o de incorporar una metodología que permita al DM seleccionar la técnica de optimización, o bien de procurar escenarios de operación basados en pronósticos de carga o de precios de compra/venta desde y hacia la red principal.

La revisión bibliográfica mostrada, abre el panorama para que nuevos esquemas basados en computación no-determinística, por ejemplo, de inteligencia computacional, sean investigados en procura de ayudar a gestionar la incertidumbre, y asistir significativamente las decisiones del DM, de tal forma que a éste le sea posible conducir la operación de la microrred de la manera más conveniente, a través de acciones específicas. Ejemplos de esas acciones específicas pueden ser el deslastre de cargas desconectables, el balance entre objetivos, la gestión del recurso energético almacenado, la venta o importación del recurso energético, etc.

Con lo expuesto anteriormente, el EMS se observa como un sistema contextualizado, inteligente y complejo, no sólo capaz de encontrar las soluciones multiobjetivo óptimas, para coordinar la potencia eléctrica en una microrred específica, sino como el asistente de las tareas que afronta el DM en materia de conceptos y alternativas de diseño, ante escenarios de incertidumbre. En el futuro lejano, el EMS

podría reemplazar las tareas del DM, siendo totalmente automatizado. En un futuro cercano, sin embargo, dado el difícil modelado de complejas políticas sociales, por ejemplo, el DM continúa considerándose como un operador humano experimentado. De esta manera, la idea de asistir la toma de sus decisiones puede constituirse en una conveniente transición hacia la completa automatización de las operaciones.

9. NORMATIVIDAD COLOMBIANA Y ESTÁNDARES PARA LA PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES

Es un hecho que, en gran parte del mundo, se está realizando una transición cada vez más acelerada hacia tecnologías “Carbón Cero” y fuentes renovables de energía, y Colombia no ha sido indiferente a estas iniciativas. Con el fin de apoyar la iniciativa mundial, **en el año 2014 se publica la ley 1715**, la cual tiene como metas promover el desarrollo y la utilización de fuentes de energía no convencionales en el territorio nacional, haciendo especial enfoque en las energías renovables. Esta ley aplica para agentes del sector público, como para entidades del sector privado. Entre los diferentes entes que intervienen en el proceso de promoción y aplicación de la ley 1715, se encuentran:

- Ministerio de Minas y Energía
- Comisión de Regulación de Energía y Gas
- Unidad de Planificación Minero Energética
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- Corporaciones Autónomas Regionales

La promoción de tecnologías de autogeneración a pequeña y gran escala, así como de la generación distribuida, posee prioridad dentro del alcance de la ley. Con base en ello, se establece una serie de reglas en los procesos de entrega y venta de excedentes de generación hacia la red nacional. También, se establecen una serie de programas y esquemas de incentivos para la implementación de generación con FNCER como los son:

- Desarrollo de Energía Solar
- Desarrollo de Energía Eólica
- Otros: Energía Geotérmica, Biomasa, PCH, Mareomotriz

Por otro lado, se hace hincapié en la implementación adecuada del concepto de eficiencia energética, mediante:

- Buenas prácticas
- Respuesta de la demanda
- Planes de Gestión

Además, se reconoce que es preponderante realizar la sustitución de generación Diesel en las Zonas No Interconectadas, para ello se propone el uso de:

- Soluciones Híbridas
- Eficiencia y Respuesta de la Demanda

Mediante esta ley, el gobierno colombiano establece que el fomento de la Investigación, Ciencia y Tecnología es uno de los pilares fundamentales para la adecuada transición e implementación de las FNCER.

9.1 Regulación Nacional Aplicable a los Aspectos Técnicos de FNCER Y DER

Con la creciente incorporación de fuentes de energía renovables a la matriz energética de la nación, es evidente y necesario que exista una serie de normas y acuerdos que establezcan un marco común para la implementación de dichas tecnologías de generación de energía eléctrica. Si bien, la implementación de generación eléctrica con FNCER es relativamente reciente en el país, instituciones como la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y el CNO (Consejo Nacional de Operación) han realizado grandes avances hacia la estandarización de los procedimientos y requerimientos en la implementación de las FNCER y DER, las cuales se han convertido en una base importante para la constitución de Microrredes a lo largo del territorio nacional.

La ley 1715 del 2014 tiene aplicabilidad en casi toda la cadena de suministro de energía eléctrica, partiendo desde las etapas de generación a pequeña y gran escala, transmisión, distribución y consumo final. Sin embargo, esta ley solo brinda el marco referencial de las condiciones y estímulos para la implantación de fuentes renovables en el país, mas no entra en detalle sobre las condiciones técnicas y requerimientos operativos necesarios para la correcta planificación, diseño y entrada en operación comercial en la red del SIN (Sistema Interconectado Nacional). En la siguiente figura se presenta un sumario del campo de aplicación de los acuerdos CNO y CREG en la cadena de suministro de energía.

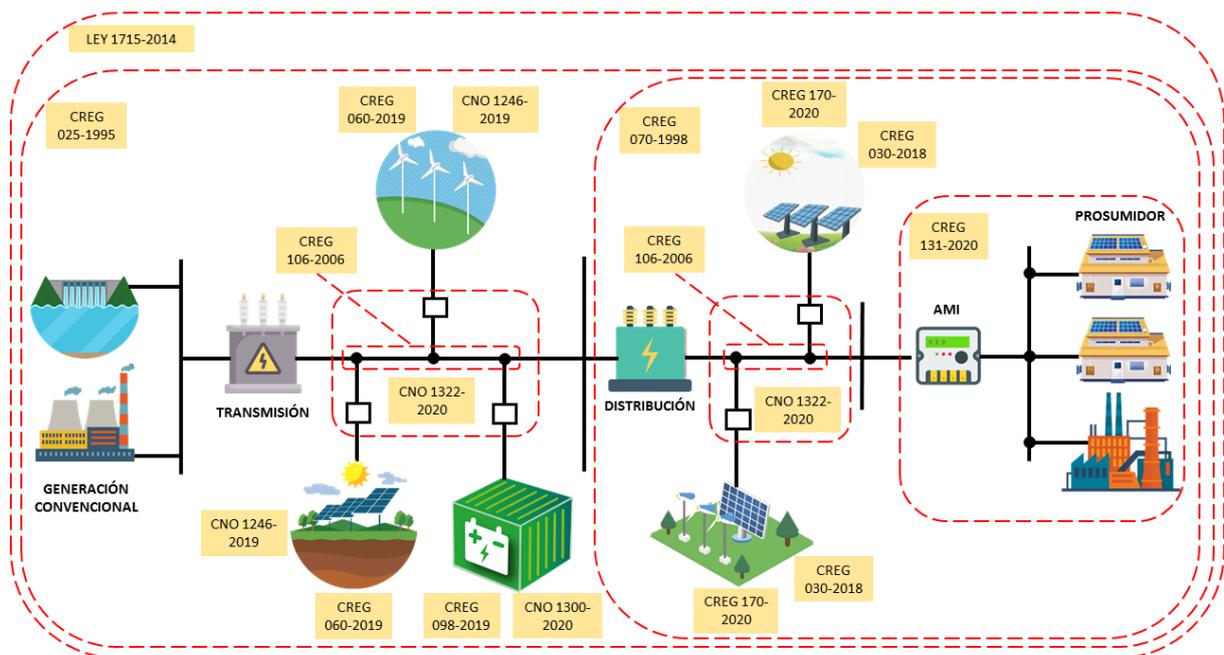


Figura 15. Regulación y Normas aplicables en la implementación de FNCER y DER

El código de redes colombiano establecido mediante la resolución **CREG 025-1995**, es el documento que establece los requerimientos técnicos, y reglas generales para los procesos de generación,

transmisión y comercialización de la energía eléctrica en el territorio nacional. Sin embargo, con la irrupción de la generación de energía con fuentes renovables, el código de redes ha tenido que sufrir varias adiciones transitorias, en las cuales se definen reglas y requerimientos técnicos para la conexión de FNCER y DER al SIN, en los diferentes niveles de tensión de utilización.

Regulaciones y acuerdos como el **CREG 060** y el **CNO 1246**, ambos del año **2019**, establecen los requerimientos técnicos y operativos que deben cumplir las plantas de generación eólicas y fotovoltaicas que se deseen conectar en los niveles de transmisión al SIN. La regulación **CREG 098-2019** y el acuerdo **CNO 1300-2020**, definen los requerimientos técnicos de operación, pruebas y entrada en operación de **SAEB** (sistemas de almacenamiento de energía con baterías), para el alivio de restricciones en el SIN. Por otro lado, las regulaciones **CREG 070-1998**, **170-2020** y **030-2018**, establecen los aspectos técnicos, operativos y comerciales para la conexión y entrada en operación de plantas de generación eólicas y fotovoltaicas en los niveles de distribución del SIN. La **CREG 030-2018** específicamente establece los requerimientos para la conexión y entrada en operación comercial de plantas **GD** (Generación Distribuida), **AGPE** (Auto generadores a Pequeña Escala) y **AGGE** (Generadores a Gran Escala) hasta 5 MW. El acuerdo **CNO 1322-2020** presenta los requerimientos que deben cumplir las funciones de protección eléctrica asociadas a las plantas de generación basadas en inversores y maquinas sincrónicas, teniendo en cuenta el nivel de tensión, y la capacidad total de potencia. La regulación **CREG 106-2006**, define los requerimientos técnicos y comerciales para la asignación de puntos de conexión para generadores en el STN, STR y SDL, considerando los casos en que se requiera o no, proyectos de expansión de las redes. **La CREG 131-2020** tiene como objetivo primordial establecer las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Inteligente en Colombia. Algunas de sus premisas fundamentales son:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética
- Permitir la incorporación de tecnologías de AGPE, BESS, GD y VE
- Mejoramiento en la prestación del servicio eléctrico mediante el control y monitoreo inteligente
- Dinamizar la competencia en mercado minorista de energía, y generar nuevos modelos de negocio
- Optimizar la gestión de pérdidas técnicas y no técnicas
- Promover eficiencia en los costos de prestación del servicio
- Desligar el concepto de medición a exclusivamente el consumo del usuario, aparición del concepto de prosumidor.
- El buen funcionamiento y efectividad de los medidores dejan de estar ligada exclusivamente a su capacidad de medir consumos, aspectos como la capacidad de control y gestión toman mayor fuerza.

9.2 Estándares Internacionales Aplicables en la Planificación y Gestión de Microrredes

En el ámbito internacional, existen estándares de referencia en el tema de implementación de DER y Microrredes, como es el caso del estándar IEEE 1547-2018. Este estándar establece especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión e interoperabilidad de DER con los sistemas de potencia. El estándar nace de la necesidad de unificar conceptos y criterios para la interconexión de recursos de generación distribuidos, como lo son el solar, eólico y sistemas de almacenamiento. Su enfoque principal es brindar especificaciones, verificaciones, y pruebas que se deben hacer para la interconexión de DER, mas no sobre el diferente tipo de tecnologías que se pueden tener. La entrega general del estándar aborda temas como:

- Especificaciones generales para la interconexión y requerimientos de desempeño
- Requerimientos de potencia reactiva y control de tensión
- Respuesta ante condiciones de la red
- Calidad de la potencia
- Sistemas en isla
- Interoperabilidad y comunicaciones
- Pruebas y Requerimientos para verificación

Por otro lado, dentro del grupo de estándares IEEE 1547, se encuentran entregas que abordan temas mucho más específicos, como se lista a continuación:

- **IEEE 1547-1:** Provee pruebas de conformidad y procedimientos de evaluación para establecer y verificar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la IEEE 1547 entrega general.
- **IEEE 1547-2:** Brinda una guía para el entendimiento y aplicación del estándar IEEE 1547 entrega general.
- **IEEE 1547-3:** Provee una guía para la implementación del monitoreo, intercambio de información, y control de los recursos DER interconectados con sistemas de potencia.
- **IEEE 1547-4:** Ofrece guía para el diseño, operación e integración de recursos distribuidos que operan mediante sistemas en modo isla, a sistemas eléctricos de potencia.
- **IEEE 1547-6:** Provee recomendaciones y guía para la interconexión de DER en redes de distribución secundarias (menores a 1000 V).
- **IEEE 1547-7:** Brinda guía y recomendaciones para la elaboración de estudios de impacto a nivel de distribución para la interconexión de DER.

Adicionalmente, existe otro grupo de estándares que se enfocados más hacia el tema de control de Microrredes, los cuales se listan a continuación:

- **IEEE 2030.7-2017:** Estándar que unifica criterios y requerimientos relevantes para el desempeño y operación de un MGC (controlador de microrredes) en el PCC (Punto de Conexión Común).
- **IEEE 2030.8-2018:** Brinda grupo de procedimientos de prueba que permiten la verificación y cuantificación del desempeño, del controlador de la microrred.
- **IEEE 2030.9-2019:** Ofrece factores clave, buenas prácticas, recomendaciones y aproximaciones que deberían ser tenidas en cuenta en la planificación y diseño de una microrred. Aplica para Microrredes conectadas a la red, como para Microrredes en isla. El objetivo de la planificación es determinar la configuración óptima del DER, estructura eléctrica y los sistemas de automatización necesarios. El estándar aborda temas tales como:
 - Objetivos, análisis de carga, pronóstico de generación y configuraciones del sistema.
 - Selección del nivel de tensión, PCC, estructura de la red y estudios eléctricos.
 - Protección de la Microrred, monitoreo y control.
 - Medición/Control de la calidad de energía.
 - Comunicaciones, evaluaciones técnicas, financieras y ambientales.

En la Tabla 3 se presenta una clasificación de la normatividad y estándares nacionales como internacionales, teniendo en cuenta su aplicabilidad en los diferentes ámbitos asociados a la planificación y gestión de microrredes:

Tabla 3. Clasificación regulación nacional y estándares internacionales según aplicabilidad en la planificación y gestión de Microrredes.

Normatividad/Estandar	Planeación				Gestión		
	Diseño del sistema y PCC	Requerimientos técnicos y desempeño	Modelos, evaluación y pruebas	Factores económicos	Medición	Supervisión y control	Operación y servicios
LEY 1715-2014				X			
CREG 025-1995	X	X			X	X	
CREG 070-1998		X			X	X	
CREG 030-2018	X			X	X		
CREG 106-2006	X			X			
CREG 060-2019		X	X		X	X	X
CREG 098-2019	X			X			X
CREG 170-2020		X	X		X	X	X
CREG 131-2020				X	X	X	
CNO 1246-2019		X	X				X
CNO 1300-2020		X	X			X	
CNO 1322-2020	X	X				X	
IEEE 1547-2018	X	X	X		X	X	X
IEEE 1547-1			X				
IEEE 1547-2	X	X	X		X	X	X
IEEE 1547-3					X	X	X
IEEE 1547-4		X	X	X	X	X	X
IEEE 1547-6	X	X					
IEEE 1547-7		X	X				
IEEE 2030.7	X	X					X
IEEE 2030.8			X				X
IEEE 2030.9	X	X	X		X	X	

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Naciones Unidas, “Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático,” vol. 61702, 1998.
- [2] C. de Colombia, *Ley 629 de 2000*. Colombia: Diario Oficial No. 44.272, 2000.
- [3] M. Amin, “Toward self-healing energy infrastructure systems,” *Computer Applications in Power, IEEE*, pp. 20–28, 2001.
- [4] M. R. Hossain, A. Maung Than Oo, and A. Shawkat Ali, “Evolution of smart grid and some pertinent issues,” in *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010 20th Australasian*, 2010, pp. 1–6.
- [5] S. Massoud Amin and B. F. Wollenberg, “Toward a smart grid: power delivery for the 21st century,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 3, no. 5, pp. 34–41, 2005.
- [6] D. Divan and H. Johal, “A smarter grid for improving system reliability and asset utilization,” in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International*, 2006, vol. 1, pp. 1–7.
- [7] A. I. Xin, L. I. U. Xiao, Q. I. U. Wen-jie, and W. Yang, “Bid-Scheduling of Demand Side Reserve Based on Demand Response Considering Carbon Emission Trading in Smart Grid,” *Electronic Engineering*, pp. 1–6, 2010.
- [8] European Commission, *European SmartGrids Technology Platform-Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future*, no. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future. Belgium: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
- [9] EPRI, “Electricity Technology Roadmap, 1999 Summary and Synthesis,” Pleasant Hill, CA, 1999.
- [10] J. Lu, D. Xie, and Q. Ai, “Research on smart grid in China,” *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1–4, Oct. 2009.
- [11] J. Lee, D.-K. Jung, Y. Kim, Y.-W. Lee, and Y.-M. Kim, “Smart Grid solutions, services, and business models focused on Telco,” *2010 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium Workshops*, pp. 323–326, 2010.
- [12] Z. Xue-song, “Research on smart grid technology,” *Computer Application and ...*, no. Iccasm, pp. 599–603, 2010.
- [13] A. Sensing and A. Bose, “Power system design: basis for efficient smart grid initiatives,” in *CIREC Seminar 2008*, 2008, pp. 2008–2008.
- [14] R. Zhang and Y. Du, “New challenges to power system planning and operation of smart grid development in China,” *Power System Technology (POWERCON)*, pp. 1–8, 2010.
- [15] DOE and Litos Strategic Communication, “The SmartGrid: An Introduction,” 2008.
- [16] F. Li *et al.*, “Smart transmission grid: Vision and framework,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 2, pp. 168–177, 2010.
- [17] W. H. E. Liu, “Analytics and information integration for smart grid applications,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–3.
- [18] P. Werbos, “Computational intelligence for the smart grid-history, challenges, and opportunities,” *Computational Intelligence Magazine, IEEE*, no. August, pp. 14–21, 2011.
- [19] V. Hamidi, K. Smith, and R. Wilson, “Smart Grid technology review within the Transmission and Distribution sector,” in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, 2010, pp. 1–8.
- [20] P. Wolfs and S. Isalm, “Potential Barriers to Smart Grid Technology in Australia,” in *Power Engineering Conference, 2009. AUPEC 2009. Australasian Universities*, 2009.
- [21] Y. Huang, A. Brocco, P. Kuonen, M. Courant, and B. Hirsbrunner, “SmartGRID: A Fully Decentralized Grid Scheduling Framework Supported by Swarm Intelligence,” *2008 Seventh International Conference on Grid and Cooperative Computing*, pp. 160–168, Oct. 2008.
- [22] A. Borbely and J. Kreider, “Distributed generation: the power paradigm for the new millennium,” p. 387, 2001.
- [23] T. Overman, “High assurance smart grid: smart grid control systems communications architecture,” *Smart Grid Communications* (, pp. 19–24, 2010.

- [24] Q. Pang and H. Gao, "Design of intelligent terminal unit for smart distribution grid," *Distribution (CICED), 2010 China*, pp. 1–6, 2010.
- [25] A. Tanenbaum and M. Van Steen, "Distributed Systems, Principles and Paradigms," in *Computing*, Second Edi., Prentice Hall, 2006.
- [26] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "A review of challenges to real-time power management of microrredes," *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, Jul. 2009.
- [27] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microrredes and Active Distribution Networks*, First. London: Michael Faraday House, 2009.
- [28] X. Liu and B. Su, "Microrredes — an integration of renewable energy technologies," *2008 China International Conference on Electricity Distribution*, pp. 1–7, Dec. 2008.
- [29] R. Lasseter, "Microrred: A conceptual solution," *2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th*, pp. 4285–4290, 2004.
- [30] M. Ding, Y. Zhang, and M. Mao, "Key technologies for microrredes-a review," *Sustainable Power Generation and ...*, pp. 1–5, Apr. 2009.
- [31] X. Wang and J. Guerrero, "Control of grid interactive AC microrredes," *Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 2211–2216, 2010.
- [32] M. Barnes *et al.*, "Real-World Microrredes-An Overview," *2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering*, pp. 1–8, Apr. 2007.
- [33] M. Roman-Barri, "Experience on the implementation of a microrred project in Barcelona," ... (*ISGT Europe*), 2010 ..., pp. 1–7, 2010.
- [34] T. Kim, S. K. Park, and B. G. Lee, "What Is Appropriate Strategy for Smart Grid Business?: A Case Study of Test Bed in Korea," in *Ubiquitous Information Technologies and Applications (CUTE), 2010 Proceedings of the 5th International Conference on*, 2010, pp. 1–5.
- [35] Y. Zhang, M. Mao, M. Ding, L. Chang, and S. Member, "Study of energy management system for distributed generation systems," in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008, no. April, pp. 2465–2469.
- [36] A. Tsikalakis and N. Hatziargyriou, "Centralized control for optimizing microrredes operation," *Power and Energy Society ...*, vol. 23, no. 1, pp. 241–248, 2011.
- [37] S. Chakraborty, "Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microrred," ... , *IEEE Transactions on*, vol. 54, no. 1, pp. 97–109, 2007.
- [38] J. Vásquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. García de Vicuña, "Hirarchical Control of Intelligent Microrredes," *Industrial Electronics*, no. December 2010, pp. 23–29, 2010.
- [39] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, and R. Belmans, "Control of Microrredes," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, Jun. 2007.
- [40] J. Rocabert, G. Azevedo, and G. Vazquez, "Intelligent control agent for transient to an island grid," (*ISIE*), *2010 IEEE*, 2010.
- [41] H. Laaksonen and K. Kauhaniemi, "Microrred voltage level management and role as part of smart grid voltage control," *PowerTech, 2011 IEEE*, pp. 1–8, 2011.
- [42] R. Mienski, R. Pawelek, I. Wasiak, and P. Gburczyk, "Monitoring and control systems for testing microrredes operation on the example of Laboratory of Distributed Generation at the Technical University of Lodz," *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pp. 1–6, Sep. 2009.
- [43] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, B. Mohammadi-ivatloo, H. Yousefi, and S. Jalilinasrabady, "Optimal Scheduling of Energy Hubs in the Presence of Uncertainty-A Review," *Journal of Energy Management and Technology*, vol. 1, no. 1, pp. 1–17, 2017.
- [44] C. M. Colson, M. H. Nehrir, and S. A. Pourmousavi, "Towards real-time microrred power management using computational intelligence methods," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–8.
- [45] C. M. Colson, M. H. Nehrir, and C. Wang, "Ant colony optimization for microrred multi-objective power management," *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–7, Mar. 2009.
- [46] M. Ehrgott and X. Gandibleux, *Multiple Criteria Optimization State Of The Art Annotated Bibliographic Surveys*. New York, Boston, Dordrecht, London, Moscow: Kluwer Academic Publishers, 2003.
- [47] A. Osyczka, *Multicriteria optimization for engineering design*. 1985.

- [48] C. Coello, “A comprehensive survey of evolutionary-based multiobjective optimization techniques,” *Knowledge and Information systems*, 1999.
- [49] R. T. Marler and J. S. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering,” *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 26, no. 6, pp. 369–395, Apr. 2004.
- [50] Coneval, *Manual para el diseño y la construcción de indicadores*, Septiembre. México, DF, 2013.
- [51] A. Shahin and M. A. Mahbod, “Prioritization of key performance indicators: An integration of analytical hierarchy process and goal setting,” *International Journal of Productivity and Performance Management*, vol. 56, no. 3, pp. 226–240, 2007.
- [52] W. Harder, *Key Performance Indicators for Smart Grids*. University of Twente, 2017.
- [53] J. E. Caicedo, J. Castillo, Alfonso, W., Echeverry, R. and García, *Metodología para la Evaluación de Proyectos Piloto Smart Grid en Colombia*. Universidad del Valle, Grupo de Percepción y Sistemas Inteligentes – PSI, 2016.
- [54] S. R. C. Chardonnet, V. Giordano, “A methodology to assess and prioritize Smart Grid investments: case studies from Poland and Romania,” *First South East European Regional CIGRÉ Conference*, pp. 1–16, 2016.
- [55] Krause and Dayanand, “Key Performance Indicators - Developing Meaningful KPI,” *Intrafocus*, 2014.
- [56] DAFP, *Guía para la construcción de indicadores de gestión*. Bogotá, Colombia, 2012.
- [57] UPME, *Parte IV. Anexo 4. Definición de KPIs-Smart Grids Colombia VISIÓN 2030*. 2016.
- [58] B. Dupont, L. Meeus, and R. Belmans, “Measuring the ‘Smartness’ of the electricity Grid,” *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, pp. 1–6, 2010.
- [59] L. G. de Urtasun, S. B. Vicente, and N. G. Hernández, “Smart Grid Functionalities Evaluation,” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 7, no. 6, pp. 175–189, 2016.
- [60] L. B. and D. P. A. Gabbar, Y. Labbi, “Performance optimization of integrated gas and power within microrredes using hybrid PSO–PS algorithm,” *International journal of energy research*, vol. 31, pp. 135–147, 2016.
- [61] C. Rahmann, O. Núñez, F. Valencia, S. Arrechea, J. Sager, and D. Kammen, “Methodology for monitoring sustainable development of isolated microrredes in rural communities,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 8, no. 11, 2016.
- [62] J. Xiaoling, “Cost-benefit analysis and business mode study of microrred,” *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, pp. 269–275, 2015.
- [63] E. Gonzalez *et al.*, “Key Performance Indicators for Wind Farm Operation and Maintenance,” *Energy Procedia*, vol. 137, pp. 559–570, 2017.
- [64] R. Fadhel Khelifa and K. Jelassi, “An energy monitoring and management system based on key performance indicators,” pp. 4–9, 2016.
- [65] H. A. Gabbar and A. Zidan, “Modeling, evaluation, and optimization of gas-power and energy supply scenarios,” *Frontiers in Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 393–408, 2016.
- [66] P. Pinceti, M. Vanti, and M. Giannettoni, “Technical KPIs for microrredes,” *2017 IEEE International Symposium on Systems Engineering, ISSE 2017 - Proceedings*, 2017.
- [67] E. Personal, J. I. Guerrero, A. García, M. Peña, and C. Leon, “Key performance indicators: A useful tool to assess Smart Grid goals,” *Energy*, vol. 76, pp. 976–988, 2014.
- [68] A. Janjic, S. Savic, G. Janackovic, M. Stankovic, and L. Velimirovic, “Multi-criteria assessment of the smart grid efficiency using the fuzzy analytic hierarchy process,” *Facta universitatis - series: Electronics and Energetics*, vol. 29, no. 4, pp. 631–646, 2016.
- [69] B. Dupont, L. Meeus, and R. Belmans, “Measuring the ‘Smartness’ of the Electricity Grid,” in *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, 2010, pp. 1–6.
- [70] J. Parkkinen, “Evaluating Smart Grid development for incentive regulation,” 2011.
- [71] M. Gaudo, Roberto González, Samuel Borroy, Laura Giménez, Susana Martín, and Miguel García, “Smart Grid Technologies Evaluation Through KPIS,” *CIGRE Workshop - Rome*, no. 0412, pp. 01–05, 2014.
- [72] T. Kang, L. Ge, Z. Tan, F. Zhao, and X. Dong, “Investigation on KPI for self-healing smart distribution system operation cockpit,” *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, 2013.

- [73] K. Taifeng, Ge Liang, Tan zhihai, Zhao Fengqing, and Dong Xuzhu, “Investigation on Technology Framework and Key Technologies for Self-healing Smart Distribution System,” in *International Conference on Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC)*, 2013, pp. 3240–3243.
- [74] A. Bonfiglio, R. Procopio, F. Delfino, M. Invernizzi, and G. B. Denegri, “Definition and validation of key performance indicators to assess the effectiveness of smarting actions on a distribution network,” *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, no. 1495, pp. 1495–1495, 2013.
- [75] A. Bonfiglio, F. Delfino, M. Invernizzi, and R. Procopio, “A Methodology to Evaluate Sustainability Improvements of Renewing Actions on Transmission Grids,” pp. 11–17, 2015.
- [76] A. Bonfiglio *et al.*, “A set of KPIs to quantify environmental & technical benefits of renewing actions on transmission grids,” *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [77] G. Basso, N. Gaud, F. Gechter, V. Hilaire, and F. Lauri, “A Framework for Qualifying and Evaluating Smart Grids Approaches : Focus on Multi-Agent Technologies,” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 2013, no. July, pp. 333–347, 2013.
- [78] K. Herter, “Evaluation Framework for Smart Grid Deployment Plans. A Systematic Approach for Assessing Plans to Benefit Customers and the Environment,” 2011. .
- [79] V. Giordano, G. Fulli, I. Onyeji, M. S. Jiménez, and C. Filiou, “Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects,” 2012. .
- [80] EPRI, “Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects,” 2010.
- [81] EPRI(Electric Power Research Institute), “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid,” California, Tech Report. 1022519, 2011.
- [82] EPRI, “Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 1, Measuring Impacts and Monetizing Benefits.,” Palo Alto, Report. 1025734, 2012.
- [83] A. Acquaviva *et al.*, “Enhancing energy awareness through the analysis of thermal energy consumption,” *CEUR Workshop Proceedings*, vol. 1330, no. c, pp. 64–71, 2015.
- [84] V. Nikolopoulos, G. Mpardis, I. Giannoukos, I. Lykourantzou, and V. Loumos, “Web-based decision-support system methodology for smart provision of adaptive digital energy services over cloud technologies,” *IET Software*, vol. 5, no. 5, p. 454, 2011.
- [85] J. Ploennigs, B. Chen, P. Palmes, and R. Lloyd, “E2-diagnoser: A system for monitoring, forecasting and diagnosing energy usage,” *IEEE International Conference on Data Mining Workshops, ICDMW*, vol. 2015-Janua, no. January, pp. 1231–1234, 2015.
- [86] S. Hussain, R. Gustavsson, A. Saleem, and L. Nordstrom, “A SLA conceptual framework for monitoring QoS in smart grid,” *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [87] W. Zheng, H. chen, C. Li, N. Yu, and J. Chen, “Intelligent Operation Center for Hengqin New Area Smart Grid,” *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 4, no. 3, pp. 216–219, 2014.
- [88] A. Marqués *et al.*, “Nobel - A neighborhood oriented brokerage electricity and monitoring system,” *Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social-Informatics and Telecommunications Engineering, LNICST*, vol. 54, pp. 187–196, 2011.
- [89] M. Albano *et al.*, “The ENCOURAGE ICT architecture for heterogeneous smart grids,” in *Eurocon 2013*, 2013, pp. 1383–1390.
- [90] L. P. Dueñas, Marcel Macarulla, Carlos Castaño, Aday Perera, Miquel Casals, and Per Printz Madsen, “Smart Grid, eficiencia energética y generación distribuida: el proyecto europeo ENCOURAGE,” no. 1, 2013.
- [91] R. Sanz, Á. Corredera, J. L. Hernández, J. Samiengo, J. M. Vicente, and L. A. Bujedo, “Towards the integration of monitoring systems to support the evaluation of nearly Zero Energy Buildings through Key Performance Indicators,” 2015.
- [92] G. Ryder, Fatimah Shahid, and Sui Yan, *The Grid Intelligent Planning Framework: Planning Electric Utility Investments in a Time of Accelerating Change*, vol. 6770, no. PART 2. 2011.
- [93] J. Lukic, M. Radenkovic, M. Despotovic-Zrakic, A. Labus, and Z. Bogdanovic, “Supply chain intelligence for electricity markets: A smart grid perspective,” *Information Systems Frontiers*, 2015.

- [94] M. Minou, G. Thanos, M. Vasirani, T. Ganu, M. Jain, and A. Gylling, “Evaluating Demand Response Programs : Getting the Key Performance Indicators Right,” no. i, 2014.
- [95] G. Thanos *et al.*, “Evaluating demand response programs by means of key performance indicators,” *2013 5th International Conference on Communication Systems and Networks, COMSNETS 2013*, 2013.
- [96] J. Liu, Y. Xie, F. Wang, and M. Wu, “Regional energy management system considering demand response,” *The 26th Chinese Control and Decision Conference (2014 CCDC)*, no. 1, pp. 5119–5123, 2014.
- [97] L. Sanchez, I. EliceGUI, J. Cuesta, and L. Munoz, “On the energy savings achieved through an internet of things enabled smart city trial,” *2014 IEEE International Conference on Communications, ICC 2014*, pp. 3836–3841, 2014.
- [98] D. Antonucci, F. Noris, M. Castagna, and R. Lollini, “Key Performance Indicators (KPIs) for Continuous Commissioning,” in *Proceedings of the 1st Workshop organised by the EEB Data Models Community ICT for Sustainable Places*, 2014.
- [99] J.-J. Garcia, J.-J. Cárdenas, R. Enrich, S. Karnouskos, and R. Sauter, “Smart City Energy Management Via Monitoring of Key Performance Indicators,” in *CIREN Workshop*, 2014, no. 0263.
- [100] G. T. Andreou, A. L. Symeonidis, C. Diou, P. A. Mitkas, and D. P. Labridis, “A framework for the implementation of large scale Demand Response,” in *2012 International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies (SG-TEP)*, 2012, pp. 1–4.
- [101] A. Filipowska, K. Fabisz, T. M. Hossa, M. Mucha, and R. Hofman, “Towards Forecasting Demand and Production of Electric Energy in Smart Grids,” in *Lecture Notes in Business Information Processing*, vol. 128, no. SEPTEMBER, 2013, pp. 298–314.
- [102] G. Anadiotis, E. Hatzoplaki, K. Tsatsakis, and T. Tsitsanis, “A Data Model for Energy Decision Support Systems for Smart Cities: The Case of BESOS Common Information Model,” no. Figure 1, pp. 51–59, 2015.
- [103] A. Barbato *et al.*, “an Energy Management Framework for Optimal Demand Response in a Smart Campus,” 2015.
- [104] H. Sequeira, P. Carreira, T. Goldschmidt, and P. Vorst, “Energy cloud: Real-time cloud-native energy management system to monitor and analyze energy consumption in multiple industrial sites,” *Proceedings - 2014 IEEE/ACM 7th International Conference on Utility and Cloud Computing, UCC 2014*, pp. 529–534, 2014.
- [105] M. M. Hossain, “PORTLET-BASED PRESENTATION OF ENERGY KPIS IN SOA- ENABLED MANUFACTURING FACILITIES TARGETING HOLISTIC ENERGY MANAGEMENT,” TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2014.
- [106] H. A. Gabbar, L. Bower, D. Pandya, A. Agarwal, M. U. Tomal, and F. R. Islam, “Resilient micro energy grids with gas-power and renewable technologies,” *Proceedings - ICPERE 2014: 2nd IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy 2014*, pp. 1–6, 2014.
- [107] H. A. Gabbar, M. Xiaoli, A. A. Abdelsalam, and N. Honarmand, “KEY PERFORMANCE INDICATORS MODELING FOR MICRORRED DESIGN AND OPERATION EVALUATION,” vol. 10, no. 4, p. 7138, 2014.
- [108] H. A. Gabbar and A. A. Abdelsalam, “Microrred energy management in grid-connected and islanding modes based on SVC,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 964–972, 2014.
- [109] A. S. Eldessouky and H. A. Gabbar, “Micro grid renewables dynamic and static performance optimization using genetic algorithm,” *2015 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pp. 1–6, 2014.
- [110] H. A. Gabbar, Y. Labbi, L. Bower, and D. Pandya, “Performance optimization of integrated gas and power within microrredes using hybrid PSO-PS algorithm,” *International Journal of Energy Research*, vol. 40, no. 7, pp. 971–982, Jun. 2016.
- [111] O. Muneer, “Design and Control of FACTS-based high performance Microrred,” 2015.
- [112] N. Honarmand, “Key Performance Indicators Modeling for Optimized Microrred Configuration,” Tesis de maestría. University of Ontario Institute of Technology, 2015.
- [113] P. S. Nielsen, S. Ben Amer, and K. Halsnaes, “Definition of Smart Energy City and State of the art of 6 Transform cities using Key Performance Indicators,” 2013.
- [114] ISO, “Sustainable development of communities -- Indicators for city services and quality of life,” 2014. .

- [115] L. Lugaric and S. Krajcar, “Transforming cities towards sustainable low-carbon energy systems using energy synthesis for support in decision making,” *Energy Policy*, vol. 98, pp. 471–482, Nov. 2016.
- [116] V. Horban, “A multifaceted approach to smart energy city concept through using big data analytics,” in *2016 IEEE First International Conference on Data Stream Mining & Processing (DSMP)*, 2016, pp. 392–396.
- [117] A. Kylili and P. A. Fokaides, “European smart cities: The role of zero energy buildings,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 15, pp. 86–95, Jul. 2015.
- [118] F. G. Brundu *et al.*, “IoT Software Infrastructure for Energy Management and Simulation in Smart Cities,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 2, pp. 832–840, Apr. 2017.
- [119] R. Carli, M. Dotoli, and R. Pellegrino, “A Hierarchical Decision-Making Strategy for the Energy Management of Smart Cities,” *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 14, no. 2, pp. 505–523, Apr. 2017.
- [120] GridPlus, “Supporting the Development of the European Electricity Grids Initiative (EEGI),” 2013. .
- [121] Sustainable, “KPI Assessment Methodology,” 2013. .
- [122] F. Salazar, Fernando Martín, and Maite Hormigo, “IDEAL GRID FOR ALL. Deliverable D7.1: KPI Definition,” 2014. .
- [123] U.S. Department of Energy, “Smart Grid Status and Metrics Report,” 2014. .
- [124] Y. Li, J. O’Donnell, R. García-Castro, and S. Vega-Sánchez, “Identifying stakeholders and key performance indicators for district and building energy performance analysis,” *Energy and Buildings*, vol. 155, pp. 1–15, Nov. 2017.
- [125] Y. Wang, Z. Pan, H. Hao, and Z. Zhou, “Study on Multi-Objective Effect Evaluation System of Smart Grid Construction,” *Journal of Power and Energy Engineering*, no. April, pp. 85–91, 2015.
- [126] E. Caicedo, J. Castillo, W. Alfonso, R. Echeverri, and J. García, *Metodología para la Evaluación de Proyectos Smart Grid en Colombia*, Primera Ed. Santiago de Cali, 2018.
- [127] K. Tao, C. Hao-zhong, W. Jian, and Yi-nong, “United Urban Power Grid Planning for Network Structure and Partition Scheme Based on Bi-level Multi-objective Optimization With Genetic Algorithm,” *Proceedings of the CSEE*, 2010.
- [128] S. Jin and S. M. Ryan, “A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part II,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 142–148, 2014.
- [129] S. Jin and S. M. Ryan, “A Tri-Level Model of Centralized Transmission and Decentralized Generation Expansion Planning for an Electricity Market—Part I,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 132–141, Jan. 2014.
- [130] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero, “A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1513–1522, 2009.
- [131] X. Wu and A. J. Conejo, “An Efficient Tri-Level Optimization Model for Electric Grid Defense Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2984–2994, 2017.
- [132] T. Lv, Q. Ai, and Y. Zhao, “A bi-level multi-objective optimal operation of grid-connected microrredes,” *Electric Power Systems Research*, vol. 131, pp. 60–70, 2016.
- [133] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and T. Salonidis, “The role of aggregators in smart grid demand response markets,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1247–1257, 2013.
- [134] G. Xu, “Optimization models and algorithms for demand response in smart grid,” University of Louisville, 2016.
- [135] A. Barbato, A. Capone, G. Carello, M. Delfanti, M. Merlo, and A. Zaminga, “Cooperative and non-cooperative house energy optimization in a smart grid perspective,” *2011 IEEE International Symposium on a World of Wireless, Mobile and Multimedia Networks, WoWMoM 2011 - Digital Proceedings*, 2011.
- [136] D. L. Ha, F. F. De Lamotte, and Q. H. Huynh, “Real-time dynamic multilevel optimization for Demand-side Load management,” *IEEM 2007: 2007 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, pp. 945–949, 2007.
- [137] W. Tushar *et al.*, “Three-Party Energy Management With Distributed Energy Resources in Smart Grid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 4, pp. 1–12, 2014.

- [138] K. Alshehri, J. Liu, X. Chen, and T. Bas, “A Stackelberg Game for Multi-Period Demand Response Management in the Smart Grid *,” *Conference on Decision and Control (CDC)*, no. Cdc, pp. 5889–5894, 2015.
- [139] W. Tushar *et al.*, “Energy Storage Sharing in Smart Grid: A Modified Auction Based Approach,” pp. 1–14, 2015.
- [140] J. Chen and Q. Zhu, “A Stackelberg Game Approach for Two-Level Distributed Energy Management in Smart Grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3053, no. c, 2017.
- [141] M. Razmara, G. R. Bharati, M. Shahbakhti, S. Paudyal, and R. D. Robinett III, “Bilevel Optimization Framework for Smart Building-to-Grid Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1–1, 2016.
- [142] R. Evins, “Multi-level optimization of building design, energy system sizing and operation,” *Energy*, vol. 90, pp. 1775–1789, 2015.
- [143] A. Gomez-Exposito, A. Abur, A. De La Villa Jaen, and C. Gomez-Quiles, “A multilevel state estimation paradigm for smart grids,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 952–976, 2011.
- [144] E. Ortjohann, P. Wirasanti, M. Lingemann, W. Sinsukthavorn, S. Jaloudi, and D. Morton, “Multi-level hierarchical control strategy for smart grid using clustering concept,” *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 648–653, 2011.
- [145] G. Zhang, G. Zhang, Y. Gao, and J. Lu, “A bilevel optimization model and a PSO-based algorithm in day-ahead electricity markets,” *Conference Proceedings - IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, no. October, pp. 611–616, 2009.
- [146] G. Zhang, G. Zhang, Y. Gao, and J. Lu, “Competitive strategic bidding optimization in electricity markets using bilevel programming and swarm technique,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 6, pp. 2138–2146, 2011.
- [147] R. Carli, P. Deidda, M. Dotoli, and R. Pellegrino, “An urban control center for the energy governance of a smart city,” *19th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation, ETFA 2014*, 2014.
- [148] R. Carli, V. Albino, M. Dotoli, G. Mummolo, and M. Savino, “A dashboard and decision support tool for the energy governance of smart cities,” *2015 IEEE Workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems, EESMS 2015 - Proceedings*, pp. 23–28, 2015.
- [149] H. Morais, T. Pinto, Z. Vale, and I. Praca, “Multilevel Negotiation in Smart Grids for VPP Management of Distributed Resources,” *IEEE Intelligent Systems*, vol. 27, no. 6, pp. 8–16, Nov. 2012.
- [150] M. Sameti and F. Haghghat, “A two-level multi-objective optimization for simultaneous design and scheduling of a district energy system,” *Applied Energy*, vol. 208, no. August, pp. 1053–1070, 2017.
- [151] B. Zeng, J. Wen, J. Shi, J. Zhang, and Y. Zhang, “A multi-level approach to active distribution system planning for efficient renewable energy harvesting in a deregulated environment,” *Energy*, vol. 96, pp. 614–624, 2016.
- [152] R. Carli, M. Dotoli, G. Andria, and A. M. L. Lanzolla, “Bi-level programming for the strategic energy management of a smart city,” *EESMS 2016 - 2016 IEEE Workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems, Proceedings*, 2016.
- [153] S. D. Manshadi and M. E. Khodayar, “A Hierarchical Electricity Market Structure for the Smart Grid Paradigm,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 4, pp. 1866–1875, Jul. 2016.
- [154] ORACLE, “Smart Grids: Strategic Planning and Development,” 2009. .
- [155] J. Lu, J. Han, Y. Hu, and G. Zhang, “Multilevel decision-making: A survey,” *Information Sciences*, vol. 346–347, pp. 463–487, 2016.
- [156] M. Quashie, C. Marnay, F. Bou, and G. Joós, “Optimal planning of microrred power and operating reserve capacity ☆,” no. April, 2017.
- [157] X. Shen, M. Shahidehpour, Y. Han, S. Zhu, and J. Zheng, “Expansion Planning of Active Distribution Networks With Centralized and Distributed Energy Storage Systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 126–134, Jan. 2017.
- [158] A. Sinha, P. Malo, and K. Deb, “A Review on Bilevel Optimization: From Classical to Evolutionary Approaches and Applications,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 22, no. 2, pp. 276–295, 2018.

- [159] Z. Zhao and X. Gu, "Particle Swarm Optimization Based Algorithm for Bilevel Programming Problems," in *Sixth International Conference on Intelligent Systems Design and Applications*, 2006, vol. 2, pp. 951–956.
- [160] P. Hansen, B. Jaumard, and G. Savard, "New Branch-and-Bound Rules for Linear Bilevel Programming," *SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing*, vol. 13, no. 5, pp. 1194–1217, Sep. 1992.
- [161] A. Sinha, P. Malo, and K. Deb, "Evolutionary Bilevel Optimization: An Introduction and Recent Advances," vol. 20, S. Bechikh, R. Datta, and A. Gupta, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [162] F.-L. Meng and X.-J. Zeng, "A bilevel optimization approach to demand response management for the smart grid," in *2016 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, 2016, pp. 287–294.
- [163] R. Minciardi and M. Robba, "A Bilevel Approach for the Stochastic Optimal Operation of Interconnected Microrredes," *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 14, no. 2, pp. 482–493, 2017.
- [164] M. Quashie and G. Joos, "Optimal planning of urban microrredes with an energy management system," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2016-July, pp. 1–5, 2016.
- [165] S. Esmaili, A. Anvari-Moghaddam, and S. Jadid, "Optimal operational scheduling of reconfigurable multi-microrredes considering energy storage systems," *Energies*, vol. 12, no. 9, 2019.
- [166] H. Zhang, D. Zhao, C. Gu, and F. Li, "Bilevel economic operation of distribution networks with microrred integration," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, p. 023120, Mar. 2015.
- [167] M. Quashie, F. Bouffard, C. Marnay, R. Jassim, and G. Joós, "On bilevel planning of advanced microrredes," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 96, no. March 2017, pp. 422–431, 2018.
- [168] F. Samadi Gazijahani and J. Salehi, "Optimal Bilevel Model for Stochastic Risk-Based Planning of Microrredes Under Uncertainty," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 7, pp. 3054–3064, Jul. 2018.
- [169] M. Quashie, F. Bouffard, and G. Joós, "Business cases for isolated and grid connected microrredes: Methodology and applications," *Applied Energy*, vol. 205, no. July, pp. 105–115, Nov. 2017.
- [170] B. Poursmaeil, S. N. Ravadanegh, and S. Hosseinzadeh, "Optimal Bi-level Planning of Autonomous MGs," vol. 3, no. 2, pp. 1–8, 2018.
- [171] Y. Chen, L. He, J. Li, X. Cheng, and H. Lu, "An inexact bi-level simulation–optimization model for conjunctive regional renewable energy planning and air pollution control for electric power generation systems," *Applied Energy*, vol. 183, pp. 969–983, Dec. 2016.
- [172] X. Xu, E. Makram, T. Wang, and R. Medeiros, "Customer-oriented planning of distributed generations in an active distribution system," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2015-Sept, pp. 0–4, 2015.
- [173] C. Cervilla, J. Villar, and F. A. Campos, "Bi-level optimization of electricity tariffs and PV distributed generation investments," *International Conference on the European Energy Market, EEM*, vol. 2015-Augus, pp. 0–4, 2015.
- [174] R. Li, W. Wang, Z. Chen, and X. Wu, "Optimal planning of energy storage system in active distribution system based on fuzzy multi-objective bi-level optimization," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 342–355, 2018.
- [175] Y. Gao, X. Hu, W. Yang, H. Liang, and P. Li, "Multi-Objective Bilevel Coordinated Planning of Distributed Generation and Distribution Network Frame Based on Multiscenario Technique Considering Timing Characteristics," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1415–1429, Oct. 2017.
- [176] M. M. Stojiljković, "Bi-level multi-objective fuzzy design optimization of energy supply systems aided by problem-specific heuristics," *Energy*, vol. 137, pp. 1231–1251, 2017.
- [177] M. Jadidoleslam, A. Ebrahimi, and M. A. Latify, "Probabilistic transmission expansion planning to maximize the integration of wind power," *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 866–878, 2017.
- [178] S. Chakraborty and M. G. Simoes, "PV-Microrred Operational Cost Minimization by Neural Forecasting and Heuristic Optimization," in *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2008, pp. 1–8.

- [179] E. Barklund, N. Pogaku, M. Prodanovic, C. Hernandez-Aramburo, and T. C. Green, “Energy Management in Autonomous Microrred Using Stability-Constrained Droop Control of Inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 5, pp. 2346–2352, Sep. 2008.
- [180] A. Milo and H. Gaztañaga, “Optimization of an experimental hybrid microrred operation: Reliability and economic issues,” in *PowerTech, 2009 IEEE*, 2009, pp. 1–6.
- [181] Y. Chen, Y. Chen, and M. Hu, “Optimal energy management of microrred systems in Taiwan,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, 2011, pp. 1–9.
- [182] Y. Liu, C. Jiang, J. Shen, and X. Zhou, “Energy Management for Grid-connected Micro Grid with Renewable Energies and Dispatched Loads,” *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 5B, pp. 87–92, 2012.
- [183] K. Ranjbar, M. M. Ghahderijani, and S. M. Barakati, “Effects of Time-Of-Use Demand Response Programs Based on Optimal Operation of a Microrred in Market Environment,” *International Journal of Academic Research in Applied Science*, vol. 2, no. 5, pp. 1–12, 2013.
- [184] S. Pourmousavi, “Real-time energy management of a stand-alone hybrid wind-microturbine energy system using particle swarm optimization,” *Sustainable Energy, ...*, vol. 1, no. 3, pp. 193–201, 2010.
- [185] C. A. Hernandez-aramburo, T. C. Green, and N. Mugniot, “Fuel Consumption Minimization of a Microrred,” vol. 41, no. 3, pp. 673–681, 2005.
- [186] T. Wu, Q. Yang, Z. Bao, and W. Yan, “Coordinated Energy Dispatching in Microrred With Wind Power Generation and Plug-in Electric Vehicles,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1453–1463, Sep. 2013.
- [187] S. Conti and S. a. Rizzo, “Optimal control to minimize operating costs and emissions of MV autonomous micro-grids with renewable energy sources,” in *2009 International Conference on Clean Electrical Power*, 2009, pp. 634–639.
- [188] R. Noroozian and H. Vahedi, “Optimal management of Microrred using bacterial foraging algorithm,” in *Electrical Engineering (ICEE), 2010 18th Iranian Conference on*, 2010, pp. 895–900.
- [189] M. Faisal and K. Heikki, “System modelling and online optimal management of Microrred using Mesh Adaptive Direct Search,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 398–407, Jun. 2010.
- [190] M. Faisal and K. Heikki, “Power management strategy for solving power dispatch problems in Microrred for residential applications,” in *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*, 2010, pp. 746–751.
- [191] E. D. A. Amorim, S. H. M. Hashimoto, F. G. D. M. Lima, and J. R. S. Mantovani, “Multi Objective Evolutionary Algorithm Applied to the Optimal Power Flow Problem,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, no. 3, pp. 236–244, Jun. 2010.
- [192] E. Dall’Anese and G. B. Giannakis, “Distributed Optimal Power Flow for Smart Microrredes,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1464–1475, Sep. 2013.
- [193] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, “Energy management of microrred in grid-connected and stand-alone modes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380–3389, 2013.
- [194] Y. Levron, J. M. Guerrero, and Y. Beck, “Optimal Power Flow in Microrredes With Energy Storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3226–3234, Aug. 2013.
- [195] D. Olivares, C. Canizares, and M. Kazerani, “A Centralized Energy Management System for Isolated Microrredes,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, 2014.
- [196] E. Sortomme and M. El-Sharkawi, “Optimal power flow for a system of microrredes with controllable loads and battery storage,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1–5.
- [197] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, “Smart energy management system for optimal microrred economic operation,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 3, p. 258, 2011.
- [198] R. Palma-Behnke *et al.*, “A microrred energy management system based on the rolling horizon strategy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, 2013.
- [199] R. Palma-Behnke and D. Ortiz, “A social SCADA approach for a renewable based microrred—The Huatacondo project,” in *Power and Energy ...*, 2011, pp. 1–7.
- [200] M. Faisal and K. Heikki, “Multiobjective optimization using modified game theory for online management of microrred,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 1, pp. 839–854, 2011.

- [201] M. Faisal and K. Heikki, “Multiobjective optimization using Mesh Adaptive Direct Search for power dispatch problem of microrred,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 728–735, Nov. 2012.
- [202] A. A. Moghaddam, A. Seifi, T. Niknam, and M. R. Alizadeh Pahlavani, “Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source,” *Energy*, vol. 36, no. 11, pp. 6490–6507, Nov. 2011.
- [203] 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*, vol. 16, no. 2, pp. 1268–1281, Feb. 2012.
- [204] N. Bazmohammadi, “Optimal operation management of a microrred based on MOPSO and Differential Evolution algorithms,” in *Smart Grids (ICSG), ...*, 2012.
- [205] M. Keshavarz, A. Ranjbar, M. Sedighzadeh, and A. Sheikhi, “Bi-objective function micro grid optimal operation using a hybrid algorithm,” *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*, vol. 5, no. 14, pp. 149–162, 2013.
- [206] X. Zhang, R. Sharma, and Y. He, “Optimal energy management of a rural microrred system using multi-objective optimization,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, 2012, pp. 1–8.
- [207] E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, and R. Gallea, “Multi-modal search for multiobjective optimization: an application to optimal smart grids management,” in *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, 2012, vol. 2012, no. 613.
- [208] N. Pindoriya and S. Singh, “MOPSO based day-ahead optimal self-scheduling of generators under electricity price forecast uncertainty,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, 2009, pp. 1–8.
- [209] G. Corso and M. Di Silvestre, “Multi-objective long term optimal dispatch of distributed energy resources in micro-grids,” in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, 2010, pp. 1–5.
- [210] M. G. Ippolito, M. L. Di Silvestre, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, and G. Graditi, “Multi-objective optimized management of electrical energy storage systems in an islanded network with renewable energy sources under different design scenarios,” *Energy*, vol. 64, pp. 648–662, Jan. 2014.
- [211] M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, and G. Graditi, “Multi-objective strategies for management and design of distributed electric storage systems in a Mediterranean island,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 7635–7641.
- [212] M. Ding, Y. Zhang, M. Mao, W. Yang, and X. Liu, “Operation optimization for microrredes under centralized control,” in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium on*, 2010, no. 2007, pp. 984–987.
- [213] R. L. Kelly, G. Oriti, and A. L. Julian, “Reducing Fuel Consumption at a Remote Military Base,” *Electrification Magazine, IEEE*, vol. 1, no. February, pp. 30–37, 2014.
- [214] Y. Chen, X. Zou, and W. Xie, “Convergence of multi-objective evolutionary algorithms to a uniformly distributed representation of the Pareto front,” *Information Sciences*, vol. 181, no. 16, pp. 3336–3355, Aug. 2011.
- [215] E. Zitzler and L. Thiele, “Performance assessment of multiobjective optimizers: An analysis and review,” *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, vol. 7, no. 2, pp. 117–132, 2003.
- [216] P. Cheng, J.-S. Pan, L. Li, Y. Tang, and C. Huang, “A Survey of Performance Assessment for Multiobjective Optimizers,” in *2010 Fourth International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2010, pp. 341–345.
- [217] D. M. López, “Gestión Óptima de la Potencia Eléctrica en Microrredes, Basada en Inteligencia Computacional,” Universidad del Valle, 2013.
- [218] P. Gupta and M. K. Mehlatat, “A New Possibilistic Programming Approach For Solving Fuzzy Multiobjective Assignment Problem,” *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 16–34, Feb. 2014.

- [219] H. Kasivisvanathan, A. T. Ubando, D. K. S. Ng, and R. R. Tan, “Robust Optimization for Process Synthesis and Design of Multifunctional Energy Systems with Uncertainties,” *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 53, no. 8, pp. 3196–3209, Feb. 2014.
- [220] P. B. Reverdy, V. Srivastava, and N. E. Leonard, “Modeling Human Decision Making in Generalized Gaussian Multiarmed Bandits,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 4, pp. 544–571, Apr. 2014.
- [221] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. Oloomi Buygi, and M. Shahidehpour, “A Scenario-Based Multi-Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 470–478, Feb. 2011.
- [222] G. Chicco, A. Mazza, and A. Russo, “Optimization and Decision-Making in Electrical Distribution Networks,” in *Electrical and Power Engineering (EPE), 2012 International Conference and Exposition on*, 2012, no. Epe, pp. 25–27.
- [223] M. Jennings, D. Fisk, and N. Shah, “Modelling and optimization of retrofitting residential energy systems at the urban scale,” *Energy*, vol. 64, no. 1, pp. 220–233, Jan. 2014.
- [224] M. Cannemi, M. García-Melón, P. Aragonés-Beltrán, and T. Gómez-Navarro, “Modeling decision making as a support tool for policy making on renewable energy development,” *Energy Policy*, vol. 67, pp. 127–137, Apr. 2014.
- [225] L. Wang and C. Singh, “Multicriteria Design of Hybrid Power Generation Systems Based on a Modified Particle Swarm Optimization Algorithm,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 1, pp. 163–172, Mar. 2009.
- [226] G. E. Asimakopoulou, A. L. Dimeas, and N. D. Hatziargyriou, “Leader-Follower Strategies for Energy Management of Multi-Microrredes,” vol. 4, no. 4, pp. 1909–1916, 2013.
- [227] T. Niknam, H. Z. Meymand, H. D. Mojarrad, and J. Aghaei, “Multi-objective daily operation management of distribution network considering fuel cell power plants,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 5, p. 356, 2011.
- [228] T. Niknam, H. Z. Meymand, and H. D. Mojarrad, “An efficient algorithm for multi-objective optimal operation management of distribution network considering fuel cell power plants,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 119–132, Jan. 2011.
- [229] S. X. Chen and H. B. Gooi, “Jump and shift method for multi-objective optimization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4538–4548, 2011.
- [230] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi, and K. Nagasaka, “Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microrred,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1688–1699, Apr. 2013.
- [231] M. Parvizimosaed, F. Farmani, and A. Anvari-Moghaddam, “Optimal energy management of a micro-grid with renewable energy resources and demand response,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, no. 5, 2013.
- [232] M. Shadmand and R. Balog, “Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microrred,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, no. 5, pp. 2635–2643, 2014.
- [233] M. Amin, “National infrastructures as complex interactive networks,” *Automation, Control, and Complexity: An Integrated*, no. October 1997, pp. 263-286 Chapter 14, 2000.