

Una propuesta de integración de arquitecturas de generación descentralizada en ambientes de micro-redes¹

A proposal of integration of decentralized generation architectures in microgrid environments

Uma proposta de integração de arquiteturas de geração descentralizada em ambientes de micro-redes

J.D. Mina, E. F. Caicedo y C. A. Lozano

Recibido: enero 26 de 2016 - Aceptado: mayo 31 de 2017

Resumen— En este artículo se presenta una propuesta de integración de arquitecturas de generación descentralizada en ambientes de micro-redes que incluye el aporte de fuentes de energía renovable, tanto para zonas del Sistema Interconectado Nacional, como para Zonas No Interconectadas. Se consideran algunos aspectos del Sistema Eléctrico Colombiano, el potencial de fuentes renovables de energía por regiones y la evaluación de la calidad de la energía en una micro-red de prueba. Se efectuaron simulaciones de flujo de carga en donde se comprobó uno de los principales aportes de las micro-redes en términos de reducción de pérdidas de potencia y mejoramiento de los perfiles de tensión.

Palabras clave— Fuentes no convencionales de energía renovable, generación distribuida, micro-red, pérdidas de energía, perfil de tensión.

Abstract— In this article a proposal for the integration of decentralized generation architectures in microgrids environments, which includes the contribution of renewable energy sources for both the National Interconnected System and Non-Interconnected Areas is presented. Some aspects on the Colombian Electrical System are considered, the potential of renewable energy sources by regions and the evaluation quality energy in a test microgrid. Load-flow simulations were carried out, in which one of the main contributions the microgrids was checked in terms of reducing power losses and improving the voltage profiles.

Key words— Distributed generation, energy losses, microgrid, non-conventional sources of renewable energy, voltage profile.

Resumo— Neste artigo é apresentada uma proposta para a integração de arquiteturas de geração descentralizada em ambientes de micro-redes que inclui a contribuição de fontes de energia renováveis, tanto para o Sistema Interconectado Nacional, como para Áreas Não Interconectadas. São considerados alguns aspectos do Sistema Elétrico Colombiano, o potencial de fontes de energia renováveis por regiões e a avaliação da qualidade da energia em uma micro-rede de teste. Foram realizadas simulações de fluxo de carga em que se comprovou uma das principais contribuições das micro-redes em termos de redução de perdas de potência e melhoria dos perfis de tensão.

Palavras chave— Fontes não convencionais de energia renovável, geração distribuída, micro-rede, perdas de energia, perfil de tensão.

I. INTRODUCCIÓN

Los esquemas tradicionales de Generación, Transmisión y Distribución (GTD) de energía en el mundo se enfrentan a una serie de retos relacionados con sostenibilidad, eficiencia y escalabilidad [1]–[3]. Al tratarse de esquemas centralizados, existen problemas de tipo operacional y ambiental que pueden volver la red eléctrica insostenible y poco eficiente, debido por ejemplo a mayores pérdidas de energía, congestión de potencia eléctrica e impacto en el medio ambiente, por el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad. En muchos países se desarrollan estudios y casos pilotos de redes con Generación Distribuida (GD) y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para evaluar sus fortalezas y debilidades con respecto a las actuales redes con generación centralizada [4]–[10]. Se espera que estas tendencias energéticas permitan la descentralización de las operaciones de GTD, ahorros en las reservas de combustibles fósiles y reducción en materia de [11]: emisiones de gases contaminantes, costos

¹ Producto derivado del proyecto de investigación “Estrategias Basadas en Inteligencia Computacional para la Gestión de la Potencia Eléctrica en Ambientes de *Microgrids*”, presentado por los grupos de investigación Percepción y Sistemas Inteligentes (PSI) y Grupo de Investigación en Alta Tensión (GRALTA), de la Universidad del Valle.

J.D. Mina. M.Sc. Universidad del Valle (Cali-Valle del Cauca, Colombia). juan.mina@correounivalle.edu.co.

E.F. Caicedo. Ph.D. Docente titular Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle, (Cali-Valle del Cauca, Colombia). eduardo.caicedo@correounivalle.edu.co.

C. A. Lozano. Ph.D. Docente asociado Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle, (Cali-Valle del Cauca, Colombia). carlos.a.lozano@correounivalle.edu.co.

de expansión en la transmisión y distribución de electricidad y pérdidas técnicas de energía. Para lograrlo, se precisa una visión compartida de generación, transmisión y consumo inteligentes que transforme las redes convencionales en redes con flujo bidireccional de potencia, incorporación de fuentes renovables, cercanía de la generación a los centros de consumo, alto poder de autonomía e intercambio del recurso energético y, que además, incluyan conceptos de eficiencia, calidad y confiabilidad energética [12].

Como respuesta tecnológica a las necesidades energéticas citadas, surgen las micro-redes, las cuales son redes con generación distribuida y gestión de carga, que hacen uso de las tecnologías de la información y comunicación para actuar de manera autónoma o conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [13]. Representan un beneficio para los sistemas eléctricos porque pueden brindar mejoras de tipo técnico y ambiental [14]: mejoramiento de la calidad de energía, confiabilidad del servicio y seguridad del suministro, así como bajas emisiones de gases contaminantes cuando para la generación de electricidad utilizan fuentes de energía limpia. Sin embargo, antes de ser una solución completa, las micro-redes deben afrontar considerables retos tanto en su diseño como en situaciones relacionadas con su operación, sin que se desatiendan objetivos de máximo beneficio operativo, económico y de sostenibilidad ambiental. En este sentido, en el presente artículo se propone una arquitectura de red eléctrica descentralizada en ambiente de micro-red para la región del Valle del Cauca en Colombia, bajo los modos de operación autónomo y conectado al SIN, incluyendo el aporte de FNCER. El artículo está dividido de la siguiente forma: en la sección II se presentan aspectos relacionados con el sistema eléctrico colombiano y generalidades acerca de las micro-redes y su estado actual. En la sección III se presenta el potencial de FNCER en Colombia y los costos de las tecnologías de generación. En la sección IV se exponen los resultados y análisis sobre las pruebas realizadas en la micro-red propuesta. Finalmente en la sección V se presentan las conclusiones.

II. ASPECTOS GENERALES

Dado el continuo avance del sector eléctrico colombiano, y teniendo en cuenta el crecimiento en cobertura de las redes eléctricas, resulta interesante analizar algunos indicadores técnicos y ambientales que dan cuenta del estado de desarrollo del sistema eléctrico nacional y el uso de micro-redes como respuesta tecnológica a las necesidades energéticas citadas.

A. Sistema eléctrico colombiano

La capacidad instalada del SIN colombiano (Fig. 1), se encuentra dividida por recursos energéticos: plantas hidráulicas, plantas térmicas, plantas menores, cogeneradores y autogeneradores [15]. Se observa como en Colombia, la producción de energía proviene principalmente de la hidroelectricidad con el 66,1% de la capacidad efectiva neta (16.594,52 MW).

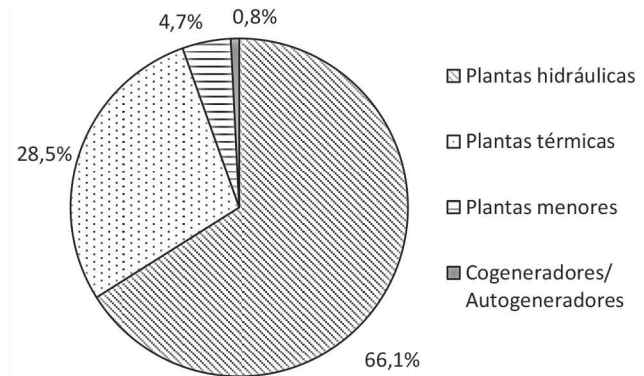


Fig. 1. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2016 [15].

En un segundo lugar se encuentra la producción de energía a través de plantas térmicas con el 28,5% y en menor proporción las plantas menores, cogeneradores y autogeneradores con el 5,5% de participación [15].

En el año 2016 Colombia generó 65,94 TWh de energía eléctrica de los cuales 1,39 TWh se consideraron pérdidas en transmisión [16]. En la Tabla I se observan algunas estadísticas correspondientes a la generación total, generación térmica, pérdidas de energía y emisiones de gases contaminantes en Colombia entre 2013 y 2016 [16]–[19]:

TABLA I
FACTORES CARACTERÍSTICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Año	Generación total (TWh)	Generación térmica (TWh)	Pérdidas de transmisión (TWh)	Emisiones (tCO ₂)
2013	62,19	16,86	1,31	11.940.480
2014	64,33	18,40	1,34	12.068.693
2015	66,55	20,63	1,41	14.633.700
2016	65,94	32,05	1,39	22.151.481

De los datos citados se deduce que el aumento en las emisiones es causado en mayor proporción por el uso de plantas térmicas basadas en combustibles fósiles (28,5% de la generación total para el año 2016). Las pérdidas de transmisión son inherentes a la arquitectura centralizada del SIN y se presentan por las grandes distancias que existen entre los centros de generación y los centros de consumo. La industria eléctrica requiere hoy día aprovechar al máximo los recursos disponibles al optimizar y hacer más eficientes sus procesos de GTD por medio de soluciones energéticas que persigan la descentralización de las operaciones de generación, automatización, sistematización y monitoreo de las redes eléctricas como uno de sus principales problemas, siendo una opción muy interesante para la industria eléctrica, ya que abre numerosas posibilidades para desarrollar un mercado de la energía con modelos adaptados a un nuevo contexto más competitivo [20].

B. Micro-redes

Las micro-redes son un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados, que actúan de manera autónoma y controlada y que pueden operar en modo aislado o acoplado de la red principal para obtener faltantes de potencia o suministrar sus excedentes de producción de

energía como un valor comercial [21]. Están compuestas por sistemas de generación distribuidos (solar, eólico, oceánico, geotérmico, biomasa, celdas de combustibles), sistemas de almacenamiento distribuido, cargas y sus respectivos sistemas de monitoreo, control y gestión. En la Fig. 2 se presenta el diagrama esquemático de una micro-red con generación y consumo de energía eléctrica.

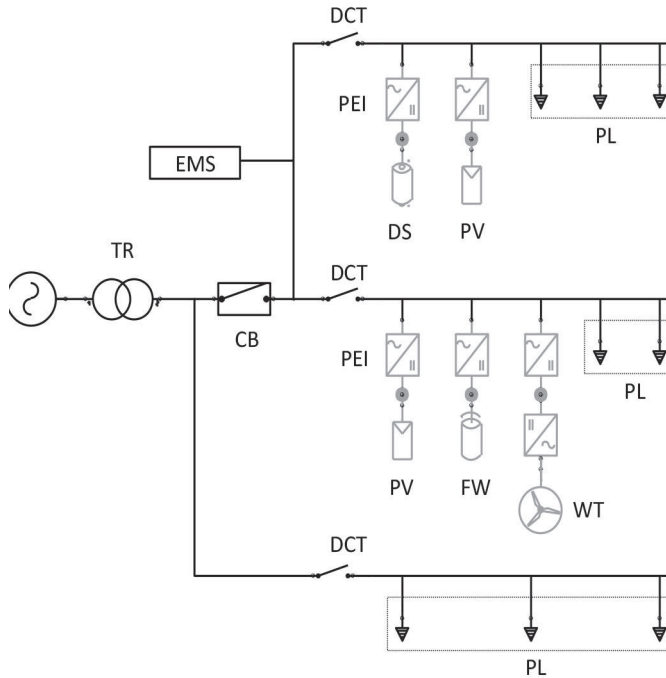


Fig. 2. Diagrama esquemático de una micro-red.

Cada GD en la micro-red cuenta con una interfaz de electrónica de potencia (PEI) que le permita controlar sus valores de tensión y frecuencia. El interruptor de circuito (CB) y seccionadores (DCT), se encargan de la conexión y desconexión de la micro-red a la red principal. Un controlador central EMS (por sus siglas en inglés *Energy Management System*), gestiona los estados de operación de los GD y toma las decisiones de importación o exportación de energía. El sistema de almacenamiento (DS) suaviza los picos en la curva de oferta de potencia, es decir, se comporta como una carga cuando las condiciones de generación exceden los requerimientos de los consumidores de energía, y de descarga cuando los generadores no logren soportar toda la demanda, estos sistemas generalmente son baterías pero actualmente se están desarrollando sistemas de almacenamiento térmico. Las abreviaciones PV, WT y FW denotan generador fotovoltaico, aerogenerador y volante de inercia, respectivamente. La abreviación PL expresa el consumidor de potencia eléctrica y TR señala el transformador de distribución con el cual la red principal lleva a baja tensión la energía eléctrica hasta los niveles de servicio en que se distribuirá a lo largo de la micro-red.

La inclusión de interfaces de electrónica de potencia, tales como inversores, introducen técnicas de control para las micro-redes [22]: control autónomo o local *Plug and Play*, control *Point to Point*, control EMS o control central, control basado en tecnología multi-agente, entre otros. Algunos

autores dan a conocer una jerarquía de tres niveles de control de la micro-red [23]. La Fig. 3 muestra dicha jerarquía.

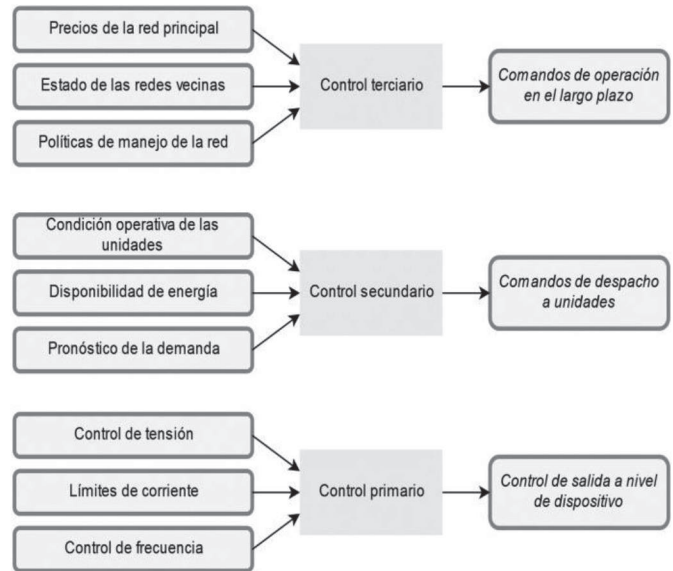


Fig. 3. Jerarquía del control de una micro-red [23].

El control primario utiliza la información local para regular los voltajes, las corrientes y frecuencia de la red en cada unidad de generación durante eventos transitorios, considerando las potencias activa y reactiva. El control secundario lleva a cabo tareas que permiten la gestión de la potencia eléctrica, también realiza trabajos relacionados con las decisiones globales de exportación o importación de energía hacia y desde otras redes. El tercer nivel corresponde a la coordinación de múltiples redes por parte de un agente operador.

C. Estado actual de las micro-redes en el mundo

Algunos países adelantan numerosos estudios con el ánimo de encontrar alternativas de suministro energético que proporcionen mejoras en la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico. Las micro-redes marcan una tendencia a nivel mundial en la búsqueda de nuevas arquitecturas de generación descentralizada autónomas y escalables [21], [24]. A continuación se presentan algunos ejemplos de proyectos de micro-redes para la región de América del Sur.

Micro-red ESUSCON – Chile: ubicada en el desierto de Huatacondo. Corresponde a la primera micro-red inteligente que considera la participación de la comunidad en el uso eficiente de la energía y la operación del sistema eléctrico. Está conformada por dos sistemas fotovoltaicos de 22,68 kW y 1,75 kW, un sistema de almacenamiento de 40 kW (170 kWh), dos aerogeneradores de 2,5 kW cada uno y un generador diésel de 150 kVA. Opera únicamente en modo isla (Fig. 4) [25]. El control de la micro-red está a cargo del sistema EMS, el cual desempeña tareas como: minimización del uso de la planta diésel, establecimiento de los puntos de operación de los GD y envío a los usuarios de señales a través de incentivos económicos para promover el consumo de energía en horas valle.

Micro-red District Power Plant – Brasil: es un proyecto de electrificación para los barrios de Brasil el cual implementa GD a partir de fuentes renovables de energía. La micro-red, cuya topología es radial (Fig. 5), se compone de un sistema fotovoltaico de 5,7 kW, un aerogenerador de 2,4 kW, un sistema de almacenamiento de 5 kW (220 Ah) y un generador diésel de 5,5 kW [26]. Las cargas se encuentran priorizadas de la siguiente forma: i) prioridad baja: resistores de 9 kW, ii) prioridad media: sistema de refrigeración de 2 kW, iii) prioridad alta: sistema de iluminación de 2 kW. También existe una carga de DC conformada por un banco resistivo de 4 kW de prioridad baja.

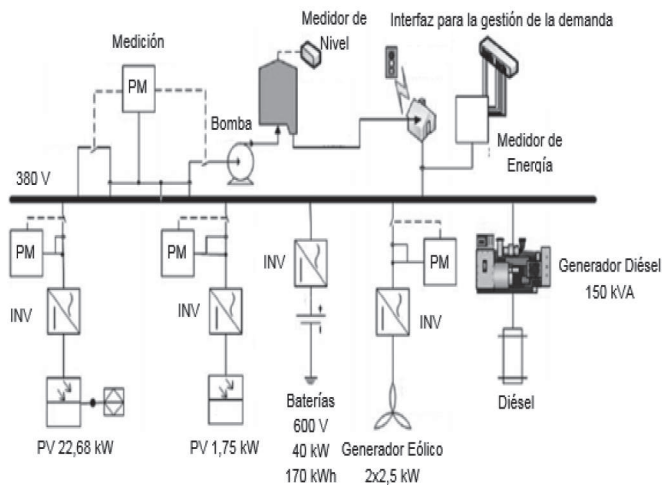


Fig. 4. Diagrama esquemático de la micro-red ESUSCON [25].

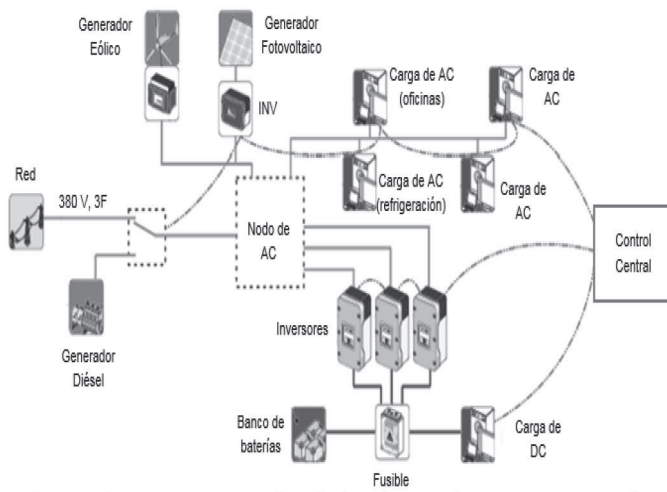


Fig. 5. Diagrama esquemático de la micro-red *District Power Plant* [26].

Micro-red piloto SILICE – Colombia: es una iniciativa liderada por la Universidad de Los Andes, la Universidad Nacional de Colombia y la Universidad Industrial de Santander. La micro-red consiste en un alimentador de bajo voltaje (208/120 V), que se conecta a la red de media tensión local (Fig. 6). Incorpora dos fuentes de energía: un generador fotovoltaico de 4,6 kW y un gasificador de

15 kW. El proyecto involucra al usuario otorgándole control en su hogar mediante sistemas integrados de producción y consumo de energía, así como su compra y venta.

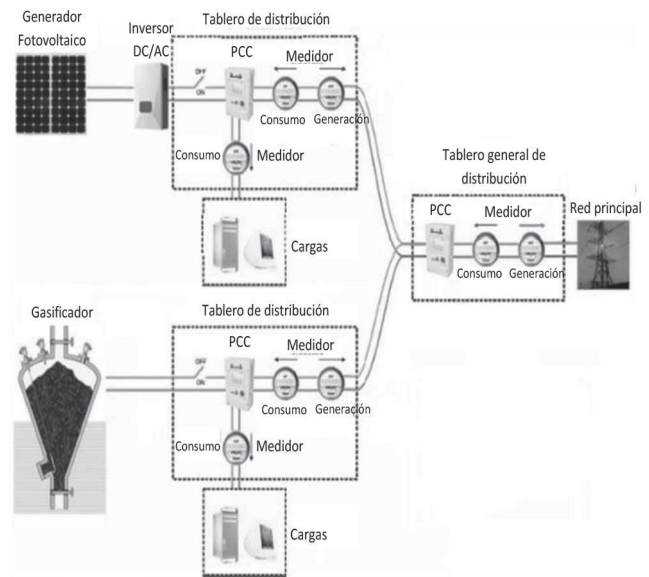


Fig. 6. Diagrama esquemático de la micro-red piloto SILICE [27].

En la Tabla II se muestra un resumen de proyectos de micro-redes llevados a cabo en otros lugares del mundo. Se han incluido los más representativos de cada región. Se destacan las siguientes características por regiones:

América del Norte: han optado por garantizar una mayor confiabilidad al implementar, dentro de sus topologías de micro-redes, fuentes de energía convencionales como Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y combustibles fósiles (diésel y gas). La participación de fuentes de recursos renovables es poca.

Europa y Asia: se han centrado en garantizar un suministro confiable y seguro, utilizando fuentes renovables de energía y sistemas de almacenamiento de energía primordialmente por baterías.

Sur América: prefieren utilizar recursos de energía renovable solar PV y eólico WT; también se introducen fuentes de generación a partir de gas.

En la mayoría de los casos se implementan sistemas de almacenamiento de energía por baterías. Para el mantenimiento de la tensión y frecuencia en los niveles deseados, en América del Norte se utilizan micro-redes con controladores locales o autónomos, mientras que en los países asiáticos y algunos de Sur América utilizan sistemas de control EMS.

III. POTENCIAL DE FNCR EN COLOMBIA Y COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

El uso de la energía es de vital importancia en muchas zonas que aún no se encuentran conectadas al SIN y dependen de combustible fósil contaminante. Aproximadamente el 66% del territorio no se encuentra conectado al SIN [28]. La situación geográfica de Colombia le brinda ventajas para la generación de energía eléctrica a partir de FNCR,

las cuales pueden ser utilizadas para conformar micro-redes que puedan ser conectadas a la red eléctrica para el mejoramiento en la calidad de energía. En ese sentido, es importante analizar el potencial y los costos de inversión en materia de FNCER que pueden llegar a ser determinantes para la acogida de este tipo de tecnologías en el país.

A. Potencial energético

En un estudio realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [29] se determinaron las fuentes energéticas para el desarrollo de pequeños proyectos de GD. El estudio concluye que Colombia cuenta con un gran potencial de recursos de energía solar, eólica, hídrico y biomasa. Para la generación a partir de geotermia, nuclear y energía de los océanos se tienen avances importantes, aunque con resultados muy preliminares [30]–[32].

Potencial de energía solar: en Colombia existe un gran potencial de energía solar localizado principalmente en el departamento de la Guajira, la costa Atlántica, en los valles del río Cauca y la región insular de San Andrés y Providencia [29]. Según el atlas de radiación solar de Colombia, la

radiación solar en el país presenta promedios diarios mensuales que varían de región a región entre 3,5 kWh/m² día y 6 kWh/m² día. En la Fig. 7 se muestra el potencial de energía solar por regiones [33].

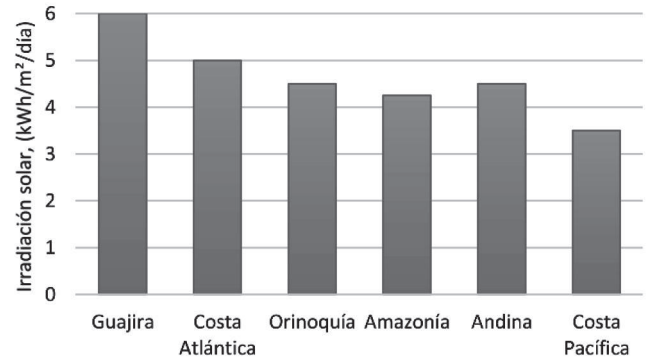


Fig. 7. Potencial energético solar por regiones de Colombia.

Potencial de energía eólica: Colombia presenta un potencial extraordinario de energía eólica hacia su región norte, donde se logran vientos de hasta 10 m/s. La densidad

TABLA II
CUADRO RESUMEN DE PROYECTOS DE MICRO-REDES A NIVEL MUNDIAL

Región	Micro-red	Tipo	Tamaño (kW)	Generación	Almacenamiento	Carga	Control
Norte América	Boston Bar, Canada	Radial	8.600	Hidráulica	-	Residencial	Autónomo
	CERTS, US	Malla	120	Gas	Baterías	Estática	Autónomo
	UW, US	Radial	16	Gas, PV	-	Estática	Autónomo
Europa	Bronsbergen, Holanda	Malla	315	PV	Baterías	Residencial	Central, Basado en agentes
	Am Steinweg, Alemania	Malla	150	CHP, PV	Baterías	Residencial	-
	DeMotec, Alemania	Malla	200	PV, WT, Diésel	Baterías	Residencial, Comercial	Central, Basado en agentes
	Kythnos, Grecia	Radial	70	PV, Diésel	Baterías	Residencial	Central, Basado en agentes
	NTUA, Grecia	Radial	116	PV, WT	Baterías	Estática	-
Asia	Aichi, Japón	Radial	2.225	PV, FC	Baterías	Industrial, Comercial	Central
	Kyoto Eco- Energy Japón	Malla	850	PV, WT, FC, Diésel	Baterías	Residencial	Central
	Hachinoe, Japón	Radial	760	Gas, PV, WT	Baterías	Industrial, Comercial	Central
	CRIEPI, Japón	Malla	300	PV	-	Estática	Central
	Sendai, Japón	Radial	1.000	Gas, PV, FC	Baterías	Residencial, Comercial, Industrial	Central
	HFUT, China	Malla	136	PV, WT, FC, PCH, Diésel	Baterías, Ultra-capacitores	Estática, Dinámica	Basado en agentes
	Lab-scale, China	Radial	1,8	PV, WT	Baterías	Estática	Central
Sur América	Chile, Huatacondo	Radial	219	PV, WT, Diésel	Baterías	Residencial	Central
	Brasil, District Power Plant	Radial	24	PV, WT, Diésel	Baterías	Residencial	Central
	SILICE, Colombia	Radial	20	Gas, PV	-	Estática	Autónomo
	UPB Campus Laureles, Colombia	Radial	30,7	Gas - PV	-	Estática	Autónomo
	UAO, Colombia	Radial	150	PV	-	Estática	Autónomo
	EPSA, Colombia	Radial	60	PV	-	Estática	Autónomo

de energía del viento a lo largo del año se encuentra alrededor de 1.331 kW/m² a 20 m de altura, mientras que a 50 m de altura puede alcanzar entre 2.197 kW/m² y 2.744 kW/m². En la Fig. 8 se muestra el potencial de energía eólica presente en la región norte del país [34].

El potencial estimado de energía eólica de la Guajira es de 24,8 GW, el cual supera en aproximadamente 10 GW la capacidad instalada del sistema eléctrico colombiano. Para el caso específico del Valle del Cauca, dicho potencial se estima en aproximadamente 0,5 GW de capacidad instalable [35].

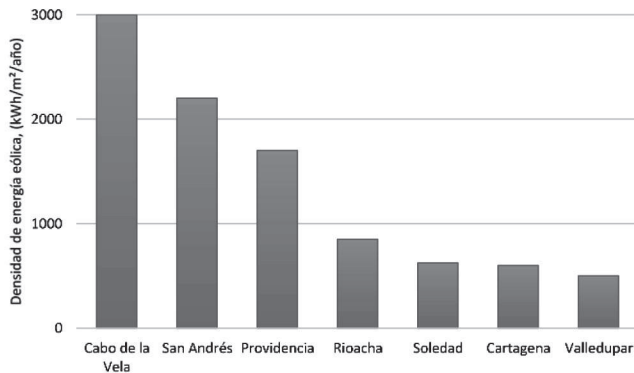


Fig. 8. Potencial de energía eólica en la región norte de Colombia

Potencial de PCH: con respecto a los recursos hídricos, según el Banco Mundial (BM), Colombia es el cuarto país con más recursos hídricos con un caudal promedio de 66.440 m³/s (93.085 MW) repartidos en cuatro de sus principales cuencas (Fig. 9) [36]. Del recurso hídrico total, 25 GW se estiman como potencial para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Potencial de energía de la biomasa: el potencial utilizable de biomasa en Colombia es de aproximadamente 1.6260 MWh por año, equivalente al 25% de la demanda anual de energía del país [37]; está dividido como se muestra en la Fig. 10.

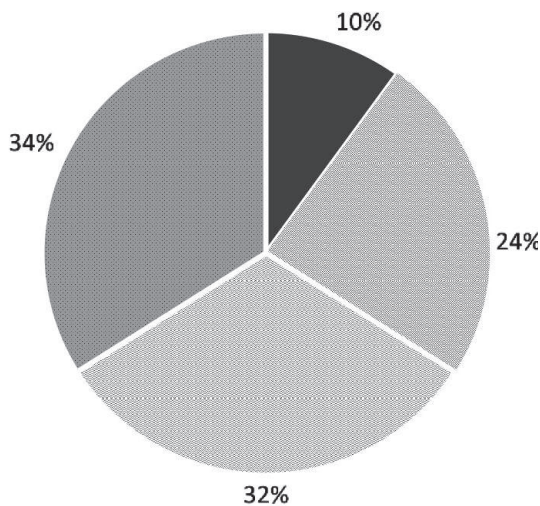


Fig. 9. Potencial de PCH por regiones.

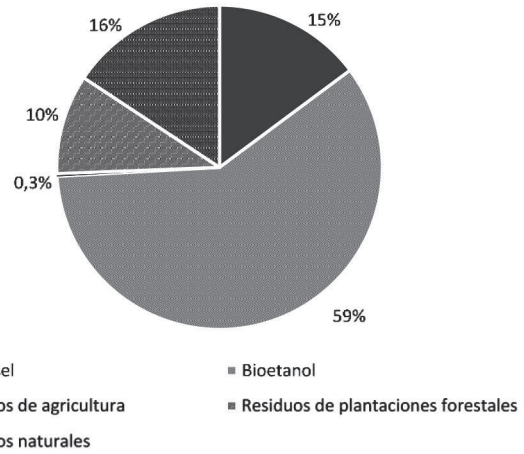


Fig. 10. Potencial de energía de la biomasa por composición.

A partir de los estudios del potencial de recursos renovables del país, se puede proyectar una topología de micro-red que aproveche los recursos renovables de que dispone cada región del territorio: el norte de Colombia es atractivo para proyectos de tipo solar y eólico. En el occidente, la topología de micro-red puede estar integrada por sistemas de generación por biomasa, sistemas fotovoltaicos y PCH. El centro del país presenta un gran potencial energético en materia de PCH, sistemas de energía solar fotovoltaica y biomasa. Al oriente sistemas de generación solar fotovoltaica y de biomasa pueden ser implementados. Por último, proyectos de generación con biomasa y PCH son convenientes para la región de la Amazonía.

B. Costos de las tecnologías de FNCER

En las Fig. 11–14 se presentan los costos por tecnología de FNCER aplicables en Colombia. Como punto de partida se tomó información del BM. Se han considerado los costos de equipos, obras civiles, ingeniería, instalación e imprevistos [29]. Se observa cómo el mayor costo de inversión lo presentan las plantas solares fotovoltaicas, alcanzando hasta U\$7000 por kilo Watt instalado, para un sistema de 25 kW. Los sistemas de generación eólicos presentan costos de inversión que se sitúan en 1000 U\$/kW por encima del rango internacional para esta tecnología (1500 - 2000 U\$/kW).

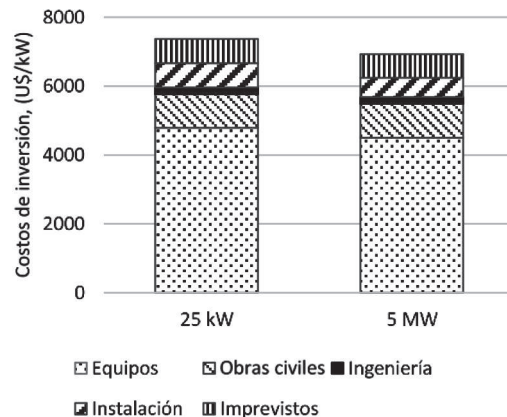


Fig. 11. Costos de inversión: sistemas fotovoltaicos.

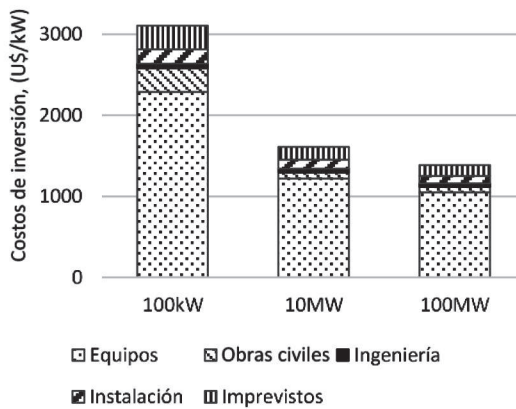


Fig. 12. Costos de inversión: sistemas eólicos.

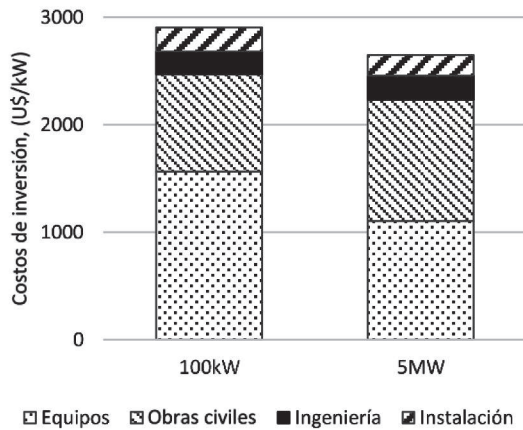


Fig. 13. Costos de inversión: PCH.

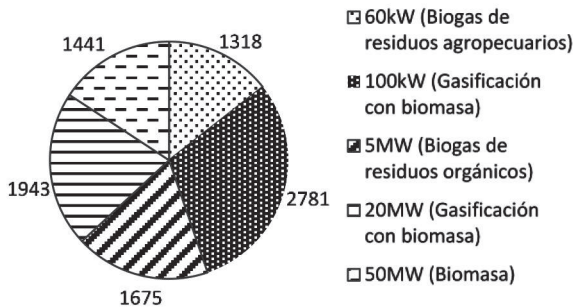


Fig. 14. Costos de inversión: biomasa (US\$/kW).

En cuanto a las PCHs, los mayores costos de inversión se presentan en las obras civiles y los equipos (aproximadamente 2500 US\$/kW). Los proyectos de generación a partir de biomasa son los que presentan menores costos de inversión dentro del grupo, en un rango aproximado 1000-3000 US\$/kW [38].

IV. PROPUESTA DE GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA: CASO DE ESTUDIO

Conocido en cierto margen el potencial de recursos renovables del país, los costos de las tecnologías de FNCER y considerando la metodología reportada por El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de los Estados Unidos

(EPRI), en el trabajo *The Integrated Grid A Benefic-Cost Frame Work* [39], donde se propone un procedimiento para la integración de recursos energéticos en redes de distribución, enmarcado en tres etapas: i) Caracterización de los recursos energéticos y circuitos de distribución, ii) Capacidad de alojamiento de los sistemas de generación alternativos en los circuitos, y iii) Análisis de calidad de energía. A continuación se presenta el caso de estudio de una micro-red de prueba integrada por FNCER y sistemas de almacenamiento, con la cual se realizaron análisis de flujo de carga para la determinación de pérdidas de potencia y perfiles de tensión de una red eléctrica.

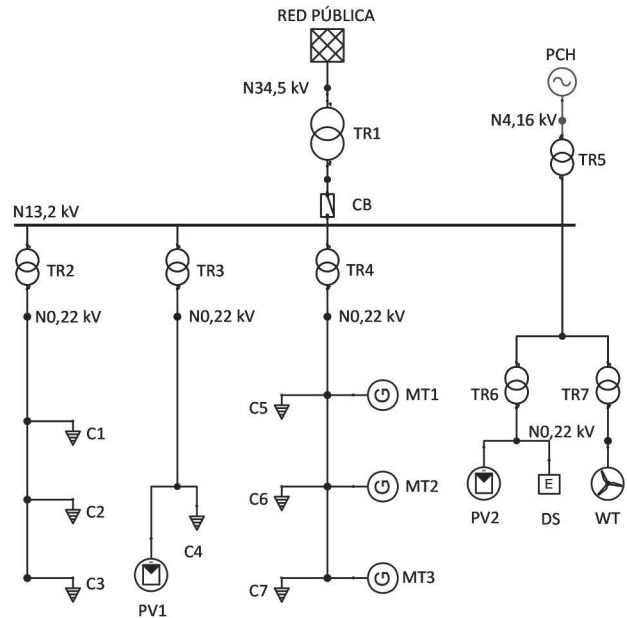


Fig. 15. Topología de la micro-red de prueba.

La micro-red de la Fig. 15 se compone de dos generados fotovoltaicos (PV1-2) de 150 kW y 50 kW respectivamente, un generador eólico (WT) de 50 kW, tres micro turbinas a biogás (MT1-3) de 30 kW, una PCH de 100 kW y un sistema de almacenamiento de energía (DS) de 25 kW. La capacidad instalada de demanda equivale a 400 kW.

A. Parámetros de entrada

En función de las necesidades energéticas de los usuarios de la micro-red, se establecen los perfiles de carga en dos grupos que abarcan toda la demanda disponible. Estas son la carga normal o diferible (C1 – C3 residencial) y la carga primaria o importante (C4 comercial, C5 – C7 industrial). Del mismo modo se establecen los perfiles de generación para las FNCER, tal como se presenta en las Fig. 16 y Fig. 17

B. Análisis de resultados

Al realizar un análisis de flujo de carga para el instante de tiempo de mayor demanda (377,1 kW, hora 15:30), los resultados de pérdidas de potencia equivalen a: i) sin FNCER 12,6 kW, ii) con FNCER 4,2 kW, con lo que se obtiene una reducción de 66,6% en las pérdidas de la micro-red. Las pérdidas máximas de potencia activa sin considerar FNCER, constituyen un 3,3% de la demanda máxima. Por otra parte,

este valor disminuye cuando en el análisis se consideran las fuentes renovables (1,1%), dado que existen excedentes de energía de la micro-red que son suministrados a la red principal.

Los niveles de tensión en los nodos del sistema se muestran en la tabla III.

TABLA III
NIVEL DE TENSIÓN EN LOS NODOS DE CARGA

Nodo	Sin FNCE		Con FNCE	
	Tensión (kV)	V %	Tensión (kV)	V %
NC1	217,7	98,9%	218,4	99,3%
NC2	216,4	98,4%	217,7	98,9%
NC3	215,3	97,9%	216,0	98,2%
NC4	203,2	92,4%	210,0	95,5%
NC5	211,0	95,9%	219,4	99,7%
NC6	203,9	92,7%	220,0	100%
NC7	200,0	90,9%	220,0	100%

Cuando no se consideran fuentes renovables en el análisis, se puede observar como en algunos nodos el nivel de tensión es inferior al 95% de su valor nominal (NC4, 6 y 7). Con las fuentes renovables los niveles de tensión se incrementan en promedio un 3,5% situándose en los límites establecidos por la Norma Técnica Colombiana NTC 1340-13 [40].

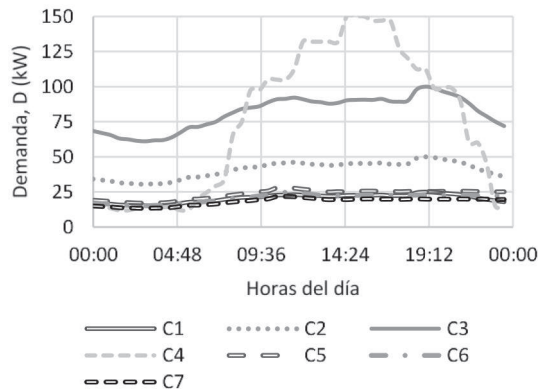


Fig. 16. Perfiles de carga de los usuarios.

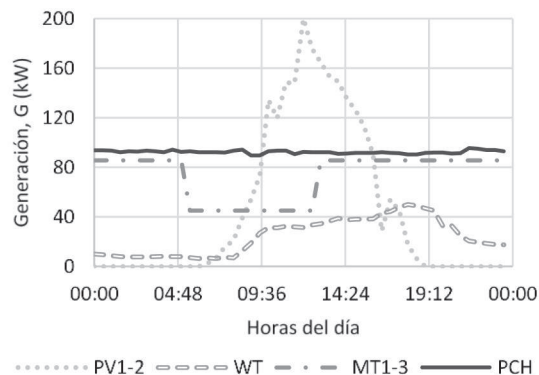


Fig. 17. Perfiles de generación de las FNCE

V. CONCLUSIONES

Se observa que mientras en el mundo, el desarrollo de tecnologías de generación basadas en energías renovables ha crecido continuamente volviéndose cada vez un mercado más maduro, en Colombia el desarrollo tecnológico de la generación a partir de FNCE aún se encuentra en un estado prematuro a pesar del alto potencial de recursos renovables con que cuenta el país.

Los estudios que se encontraron de la revisión bibliográfica sobre topologías de micro-redes a nivel mundial, muestran que es factible el desarrollo de micro-redes en Colombia, y más si se contrasta con los proyectos en materia de generación con fuentes renovables de energía en algunas regiones del país.

Existen diversas variaciones en la adopción de la topología micro-red. Sin embargo, su implementación gira en torno a la integración de recursos renovables distribuidos y a la confiabilidad en el suministro de energía.

Cuando en el análisis se consideran FNCE, mejoran los niveles de tensión de la micro-red. Se garantizó que el voltaje en los nodos de la red se situara dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica Colombiana NTC 1340-13.

Del mismo modo, al considerar FNCE, se produce una reducción del 66,6% en las pérdidas en comparación con el caso sin FNCE, la razón se debe principalmente a la presencia de GD cerca de los usuarios: la potencia demandada (o corriente) desde la red pública que circula por el transformador TR1 y viaja por las líneas hacia los usuarios de la micro-red, se reduce y por lo tanto las pérdidas.

La arquitectura de micro-red propuesta en este trabajo, presenta entornos atractivos para la implementación de recursos renovables en las regiones del país, que cuentan con el potencial energético requerido, ayudando a disminuir las pérdidas de energía y mejorar los niveles de tensión de una red eléctrica, entre otros beneficios.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan un sincero agradecimiento al Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS y a la Universidad del Valle por el financiamiento durante la realización del trabajo de grado de maestría “Modelado y Simulación de una Micro-red con base en el Potencial de Fuentes Renovables no Convencionales de Energía en Colombia”.

REFERENCIAS

- [1] S. Gheorghe, “Smart Grid , Integration of Renewable Sources and Improvement of Power Quality,” pp. 641–645, 2017.
- [2] R. Bayindir, S. Demirbas, E. Irmak, U. Cetinkaya, A. Ova, and M. Yesil, “Effects of Renewable Energy Sources on the Power System.”
- [3] IEA-ETSAP and IRENA, *Renewable Energy Integration in Power Grids*, no. December. 2015.
- [4] S. Heo, W. K. Park, and I. Lee, “Microgrid design with renewable energy sources and storage based on power conditioning system for autonomous island operation,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2017, pp. 147–152.

- [5] V. Astapov and S. Trashchenkov, "Design and reliability evaluation of standalone Mmicrogrid," in *Proceedings of the 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2017*, 2017, p. in press.
- [6] M. Hijo, F. Felgner, and G. Frey, "PV-Battery-Diesel Microgrid Design for Buildings Subject to Severe Power Outages," pp. 280–285, 2017.
- [7] J. Shin, J. H. Lee, and M. J. Realf, "Operational planning and optimal sizing of microgrid considering multi-scale wind uncertainty," *Appl. Energy*, vol. 195, pp. 616–633, 2017.
- [8] M. H. F. Ahamed, U. D. S. D. Disnayake, H. M. P. De Silva, H. R. C. G. P. Kumara, and N. W. A. Lidula, "Designing and simulation of a DC microgrid in PSCAD," in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016*, 2016, pp. 1–6.
- [9] H. A. Gabbar and A. A. Abdelsalam, "Microgrid energy management in grid-connected and islanding modes based on SVC," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 964–972, 2014.
- [10] H. Li and E. Power, "National Grid Microgrid Feasibility Evaluation : Case Study of a Rural Distribution Feeder," pp. 1–5, 2014.
- [11] T. Foley, K. Thornton, R. Hinrichs-rahlwes, S. Sawyer, M. Sander, R. Taylor, S. Teske, H. Lehmann, M. Alers, and D. Hales, *Renewables 2015 global status report*. 2015.
- [12] Z. Xue-song, "Research on Smartgrid Technology," in *International Conference on Computer Application and System Modeling (ICCSM)*, 2010, no. Iccasm, pp. 599–603.
- [13] J. D. Mina, "Modelado y Simulación de Una Microgrid Con Base el el Potencial de Fuernes Renovables No Convencionales de Energía en Colombia," Universidad del Valle, 2016.
- [14] R. Lasseter and P. Paigi, "Microgrid: A Conceptual Solution," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, no. June, pp. 4285–4290.
- [15] Expertos en Mercados XM, "Informes Mensuales de Análisis del Mercado." [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>. [Accessed: 15-Feb-2015].
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano." Bogotá, Colombia, pp. 1–15, 2016.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano." Bogotá, Colombia, pp. 1–7, 2013.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano." Bogotá, Colombia, pp. 1–16, 2014.
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, "Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano – Enero de 2015." Bogotá, Colombia, pp. 1–16, 2015.
- [20] 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 Netw. Oper. Manag. Symp. Work.*, pp. 323–326, 2010.
- [21] Department of Energy DOE, *Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop*. Chicago, USA, 2012.
- [22] W. Yang, A. Xin, and G. Yang, "Microgrid's Operation-Management Containing Distributed Generation System," in *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 703–707.
- [23] A. G. Tsikalakis, S. Member, N. D. Hatzigryriou, S. Member, and A. Microgrids, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation," vol. 23, no. 1, pp. 241–248, 2008.
- [24] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, and R. González-medina, "Microgrid Architectures For Low Voltage Distributed Generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 415–424, 2015.
- [25] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, and D. Saez, "A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, 2013.
- [26] M. A. Izumida, "Design and Implementation of a Feasible Microgrid Model in Brazil," 2015, pp. 1–9.
- [27] J. Hernández, A. M. Blanco, and L. E. Luna, "Design and Installation of a Smartgrid With Distributed Generation. A Pilot Case In The Colombian Networks," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, pp. 565–569.
- [28] Ministerio de Minas y Energía, "Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales - Proure." Bogotá, Colombia, pp. 1–150, 2010.
- [29] Unidad de Planeación Mierno Energética UPME, "Formulación de un Plan de Desarrollo Para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia," Bogotá, Colombia, 2010.
- [30] N. C. Marzolf, "Emprendimiento de la Energía Geotérmica en Colombia," *Banco Interamericano de Desarrollo*. pp. 1–86, 2014.
- [31] D. Gonzalez, H. Bolaños, M. Mayorga, and E. Rodriguez, "Estudio de Factibilidad Técnico Económica Para la Implementación de una Central de Energía Nuclear Para la Producción de Energía Eléctrica en Colombia," in *Latin American IRPA Regional Congress on Radiation Protection and Safety IX*, 2013, pp. 1–14.
- [32] J. R. Q. González and L. E. Q. Gonzalez, "Energía Mareomotriz: Potencial Energético y Medio Ambiente," *Gestión y Ambient.*, vol. 18, no. 2, pp. 121–134, 2015.
- [33] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá, Colombia, 2006.
- [34] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia*. Bogotá, Colombia, 2006.
- [35] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia*. Bogotá, Colombia, 2015.
- [36] F. E. S. Vargas, A. F. S. Alarcón, and C. A. G. Fajardo, "Small and Micro Hydroelectric Power Plants: A Real Alternative for Electricity Generation," *Inf. Técnico*, vol. 75, pp. 73–85, 2011.
- [37] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. Bogotá, Colombia, 2009.
- [38] H. García, "Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia," 2013.
- [39] Electric Power Research Institute EPRI, "The Integrated Grid a Benefic-Cost Framework," Palo Alto, USA, 2015.
- [40] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC, *Norma Técnica Colombiana NTC 1340 - Electrotecnia. Tensiones y Frecuencia Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público*. Bogotá, Colombia, 2013.



Juan David Mina Casaran. Es ingeniero electricista y Magister en Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Valle, Colombia, en los años 2013 y 2016 respectivamente. Ejerce profesionalmente en la Universidad del Valle como docente hora cátedra del Grupo de Investigación en Alta Tensión GRALTA desde febrero de 2017 hasta la actualidad, y es estudiante de doctorado en ingeniería con énfasis en eléctrica de la misma Universidad. Entre sus campos de interés se destacan los sistemas eléctricos de potencia y los sistemas de generación distribuida.



Carlos Arturo Lozano Moncada es ingeniero electricista graduado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Valle, Colombia, en 1992. Estudió su postgrado en la Universidad de Strathcly de Glasgow, obteniendo su título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en el año 2002. A la fecha se desempeña como Decano de la Facultad de Ingeniería y Profesor Asociado de la Universidad del Valle. Sus áreas de interés son: sistemas eléctricos de potencia, comercialización de energía, técnicas y herramientas de modelamiento en ingeniería eléctrica.



Eduardo Francisco Caicedo Bravo es ingeniero electricista graduado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Valle, Colombia, en 1985. Realizó estudios de postgrado en la Universidad Politécnica de Madrid, obteniendo el título de Doctor en Informática Industrial en 1996. A la fecha se desempeña como Profesor Titular en la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Valle y director del Grupo de Investigación en Percepción y Sistemas Inteligentes (PSI). Sus áreas de interés son: Instrumentación electrónica, sistemas inteligentes, inteligencia computacional y robótica.