

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Integración
ciencia-política
desarrollo eólico
Uruguay

Indicadores
eficiencia energética
transporte de carga
en México

Utilización y
competitividad
gas natural
Perú

Compared Legal
Analysis of Illegal
Oil Bunkering
in Mexico, Colombia
and Nigeria

Generación Distribuida
y Microrredes Eléctricas
en América Latina y
El Caribe



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO
(AUGM)

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga. Bibliotecaria OLADE

COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

REVISORES

José Javier Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

José Cataldo.
Universidad de la República (UDELAR). Uruguay.

José Córdor.
Universidad Central del Ecuador (UCE). Ecuador.

Pedro Díaz Fustier. *Universidad Tecnológica de la Habana,
Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.*

Henry Espada Romero. *Gobierno Autónomo Departamental
De Chuquisaca (GADCH). Bolivia.*

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Francisco Macías Aguilera.
Universidad de Guanajuato. México.

Ojilve Ramón Medrano Pérez. *Consejo Nacional de Ciencia
y Tecnología (CONACyT). Centro del Cambio Global y la
Sustentabilidad (CCGS). México.*

Marcela Reinoso.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Ramiro Rodríguez.
Universidad Nacional de Córdoba. Argentina.

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2019. Todos los derechos reservados.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada y contraportada licenciada por
Ingram Image.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad
de los autores y no comprometen a las organizaciones
mencionadas.



NUEVO PARADIGMA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS: GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICRORREDES ELÉCTRICAS. UN VÍNCULO DE ACCESIBILIDAD A LA ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Luis Ángel Paredes Tapia ¹, Benjamín Rodolfo Serrano ², Marcelo Gustavo Molina ³

Recibido: 30/08/2019 y Aceptado: 10/01/2020

ENERLAC. Volumen III. Número 2. Diciembre, 2019 (88-110).



1 Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional. Magíster en Gestión de Energías, 2016. Además. Ha realizado varios cursos y especializaciones en temáticas de energía eléctrica en Estados Unidos, China, Perú y Chile. Experiencia profesional en cargos como: operador de sistemas eléctricos en tiempo real en la Empresa Eléctrica Quito (EEQ); especialista de eficiencia energética del Programa de Cocinas de Inducción en el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); superintendente de planificación en la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA); especialista eléctrico en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP) Transelectric; y especialista de generación y transmisión de energía en el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Actualmente, candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ph.D.) del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) en Argentina. Sus campos de investigación están relacionados con: estabilidad y control en microrredes eléctricas, FACTS, resiliencia de los sistemas eléctricos, electromovilidad, energías renovables y operación de sistemas eléctricos en tiempo real. lparedes@iee.unsj.edu.ar

2 Ingeniero Electromecánico de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), 1981. Actualización de estudios en el Institut fuer Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft de la Universidad RWTH de Aachen, Alemania desde 1984 a 1987; y en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Madrid, España entre 1997 y 1998. Doctor en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ, Argentina en 2017. Actualmente, docente e investigador en el IEE de la UNSJ-CONICET y sus campos de investigación están relacionados con la programación óptima de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, considerando en forma específica del control de tensiones y suministro de potencia reactiva. bserrano@iee-unsjconicet.org

3 Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 1997 y Ph.D de la misma universidad, 2004. Miembro de IEEE Power Engineering Society y del IEEE Power Electronics Society. Sus actividades de investigación se centran en el modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, generación renovable y la aplicación de almacenamiento de energía conectado a la red. Profesor titular de electrónica de potencia, energías renovables y redes eléctricas inteligentes en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ); e investigador principal del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina. Desde 2019 se desempeña como Director del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) en la Facultad de Ingeniería, UNSJ-CONICET. mmolina@iee-unsjconicet.org



RESUMEN

La generación distribuida y las microrredes se presentan como un nuevo paradigma y desafío al que se enfrentan los sistemas eléctricos a nivel mundial. Por tal motivo, se ha previsto mostrar en este trabajo la tendencia de los cambios estructurales en la composición de los sistemas eléctricos convencionales hacia las diferentes tecnologías de generación distribuida, sus principales componentes, características y las facilidades para su implementación en los sistemas de microrredes. Además, se ha considerado la importancia de minimizar el impacto en la degradación del medio ambiente, causado por la producción y consumo de energía eléctrica. El acceso al suministro de energía eléctrica y la cobertura de lugares alejados de los sistemas convencionales, permite acortar esta brecha de acceso a energía, con parámetros de calidad, confiabilidad y resiliencia a través de las diferentes fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales de tipo distribuidas, que han sido desarrolladas en las últimas décadas.

Palabras clave: Generación Distribuida, Microrredes Eléctricas, Accesibilidad a Electricidad, América Latina.

ABSTRACT

Distributed generation and microgrids are presented as in a new paradigm and challenge facing electrical systems worldwide. For this reason, it is planned to show in this work the tendency of structural changes in the composition of conventional electrical systems towards the different distributed generation technologies, their main components, characteristics and facilities for their implementation in microgrid systems. In addition, the importance of minimizing the impact on environmental degradation, caused by the production and consumption of electrical energy, has been considered. The access to the electricity supply and the coverage of places far from the conventional systems allows shortening this access gap to energy, with parameters of quality, reliability, and resilience through the different sources of conventional and non-conventional renewable energies of the type distributed, which have been developed in recent decades.

Keywords: Distributed Generation, Electrical Microgrids, Accessibility to Electricity, Latin America.



INTRODUCCIÓN

El presente trabajo consiste en mostrar el nuevo paradigma que ha surgido en los últimos años en relación a los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE). Se presentará una revisión histórica del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, su comportamiento operativo y su estructura organizacional a través de los años.

Las estructuras topológicas de redes eléctricas débilmente malladas en SSEE se tornan altamente vulnerables ante la aparición de fallas o perturbaciones, que pueden originar con alta probabilidad severos problemas operativos. La necesidad del manejo más eficiente de los SSEE ha dado origen a la aparición de tecnologías innovadoras en la generación, transmisión y distribución de energía. Una buena posibilidad para la aplicación de estas nuevas tecnologías es la de controlar la operatividad y mantener la seguridad del SSEE, pudiendo bajo este contexto influir decididamente sobre la confiabilidad, calidad de suministro y resiliencia en la operación de los sistemas.

Todas estas variantes han dado origen al nuevo paradigma de los SSEE, apoyado con la presencia de múltiples fuentes de energías renovables, las economías de escala, las necesidades de acceso y el uso de la energía eléctrica a través de recursos energéticos distribuidos. Además, la aparición en el presente siglo de las Microrredes Eléctricas (MREs), como un mecanismo vinculante para cerrar la brecha en relación al acceso a la energía eléctrica de comunidades alejadas de la red de suministro eléctrico convencional, ha colaborado en reforzar la teoría mencionada.

Según cifras oficiales de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en América Latina y el Caribe (ALC) aproximadamente 20,5 millones de personas en

estas regiones no tienen acceso al servicio de energía eléctrica (OLADE, 2018a). Esto ha motivado a realizar el presente artículo en aras de establecer que con la implementación de sistemas basados en GD y MREs un mecanismo viable y vinculante para otorgar accesibilidad a la electricidad aprovechando los recursos energéticos primarios disponibles en cada país de ALC.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: en primera instancia se hace mención a un panorama histórico del desarrollo de los SSEE, sus inconvenientes medioambientales y la desregularización de los sistemas de mercados eléctricos. Posteriormente, se abordan a detalle los sistemas de Generación Distribuida (GD) y Microrredes Eléctricas (MREs). A continuación, se contextualiza la situación actual en torno a accesibilidad y cobertura de la electricidad en ALC. Finalmente, se establecen las conclusiones extraídas del artículo.

PANORAMA HISTÓRICO DE LOS SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Uno de los precursores de los SSEE fue Thomas Alba Edison, un ingenioso y prolífico inventor de connotada transcendencia en la historia de la industria de energía eléctrica. Aproximadamente, en el año de 1882 implementó en la ciudad de Nueva York la primera planta de generación y la red de distribución para suministro de energía eléctrica. Varias compañías eléctricas similares se establecieron en años posteriores a esa fecha.

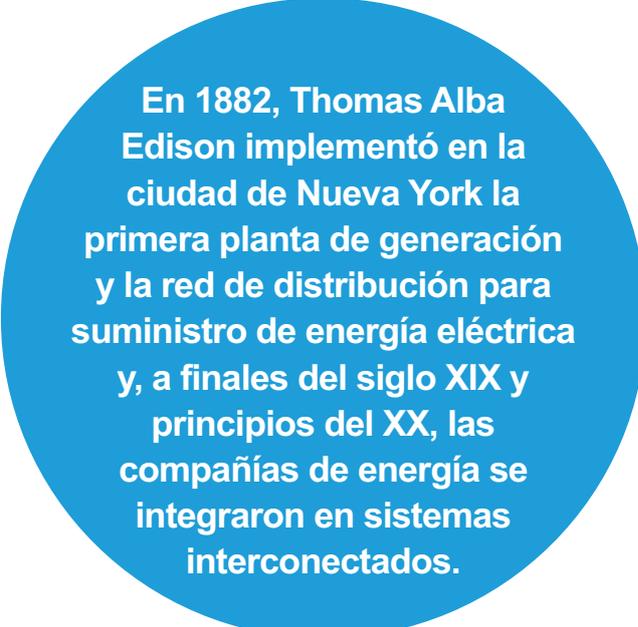
Para aquel entonces, la generación de energía estaba descentralizada o distribuida. En otras palabras, la energía eléctrica fue producida y consumida en el mismo lugar bajo el esquema operativo diseñado por Edison y otros. Por lo tanto, no fue necesaria la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica bajo el esquema que en tiempos contemporáneos conocemos.

A final de la última década del siglo XIX y principios del siglo XX, las compañías de energía se integraron en sistemas interconectados por múltiples razones, como la necesidad de reducción de costos de producción y aumento en la confiabilidad del suministro para los consumidores de energía eléctrica. Esta es la piedra angular mediante la cual surgió la industria eléctrica de grandes magnitudes o los sistemas eléctricos de potencia interconectados (Gharehpetian & Agah, 2017). Para aquel entonces el sistema de corriente alterna (CA) mostraba sus ventajas sobre el sistema de corriente continua (CC). Por lo cual, hasta tiempos actuales los sistemas CA de características trifásicas han prevalecido en estructuras organizacionales y operacionales verticalmente establecidas en etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Zambroni de Souza & Castilla, 2019).

El desempeño de la cadena de valor de los sistemas eléctricos anteriormente expuesta, estuvo en razón del manejo operativo de diferentes niveles de tensión que se utilizan en cada una de las etapas. La invención de los transformadores de potencia permitió que a través de altas magnitudes en los niveles tensión sea posible transportar grandes flujos de potencia y minimizar la presencia de pérdidas de potencia en el sistema de transporte, las cuales básicamente son originadas por los efectos Joule y Corona. Estas pérdidas se presentan en las etapas funcionales de transmisión y distribución de energía eléctrica (Paredes, 2012).

Una vez que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) fueron puestos en operación en varias regiones del mundo, dio origen a la aparición de múltiples inconvenientes operativos, entre los que se puede mencionar la regulación de tensión en el sistema de transmisión, que enlaza las grandes distancias físicas entre el parque generador y los centros de consumo. Estos inconvenientes técnicos surgen en obediencia

al comportamiento y manejo de la potencia reactiva, lo que desemboca en problemas en algunas situaciones de vulnerabilidad asociada a los eventos de inestabilidad de los SEP. Con estos antecedentes, se marcaron múltiples caminos para suplir estos inconvenientes a través del desarrollo de mecanismos y equipamientos, que permitan mejorar las condiciones de infraestructura y desenvolvimiento operacional de los SEP (Grainger & Stevenson, 2002).



En 1882, Thomas Alba Edison implementó en la ciudad de Nueva York la primera planta de generación y la red de distribución para suministro de energía eléctrica y, a finales del siglo XIX y principios del XX, las compañías de energía se integraron en sistemas interconectados.

A principios de 1990, las compañías de energía que conformaban las cadenas de suministro de electricidad, se enfrentaron a un aumento de magnitudes considerables en el consumo de energía eléctrica, esto debido al crecimiento de la población mundial y la prosperidad en términos económicos en diversas regiones del mundo. Esto incentivó la aparición de nuevos desafíos e inconvenientes en las etapas centralizadas de generación y transmisión del suministro de energía eléctrica, debido al crecimiento del incremento de energía y

combinado con la incapacidad de suministrar mayor fluido energético por las líneas de transmisión, ya sea por situaciones debidas a inversiones en la construcción de nuevas líneas, así como también, diferentes problemas asociados a diferentes aristas en la estabilidad en las infraestructuras existentes.

Adicionalmente, con las premisas asociadas que para la construcción y puesta en marcha de proyectos de expansión de los sistemas se necesitan grandes presupuestos financieros y tiempo para la ejecución de los mismos. He allí la necesidad de buscar un mecanismo que brinde acceso a la energía eléctrica sin que se tenga que desembolsar grandes inversiones económicas para generar y transmitir la energía. Por ello, con los sistemas de Generación Distribuida (GD) y MREs se vislumbran como las acciones y mecanismos hacia donde se encamina la investigación y desarrollo de los sistemas eléctricos con el objetivo de otorgar accesibilidad y universalidad de la energía eléctrica.

Inconvenientes Medioambientales

En lo referente a las diferentes tecnologías para generación de energía eléctrica en los SEP, se describe a continuación en función del tipo de tecnología, cómo sería su participación en la emisión de gases y otros materiales hacia el medioambiente.

Los grandes parques generadores térmicos de los SEP, para su funcionamiento utilizan diferentes fuentes primarias de origen fósil, entre las que se destacan combustibles tales como carbón, gas natural y derivados de petróleo. Todos estos combustibles, en sus diferentes procesos asociados a la producción de electricidad emiten gases contaminantes al medioambiente, entre los que se pueden mencionar: dióxido de carbono [CO₂], óxidos de nitrógeno [NO_x], dióxidos de azufre [SO_x] y metano [CH₄]

(Harris, 2013). Adicionalmente, se pueden emitir compuestos de mercurio que están asociados al carbón, gas natural y derivados de petróleo. Todos éstos han desencadenado en contribuciones riesgosas para el medioambiente y la participación para que se produzca el calentamiento global del planeta Tierra.

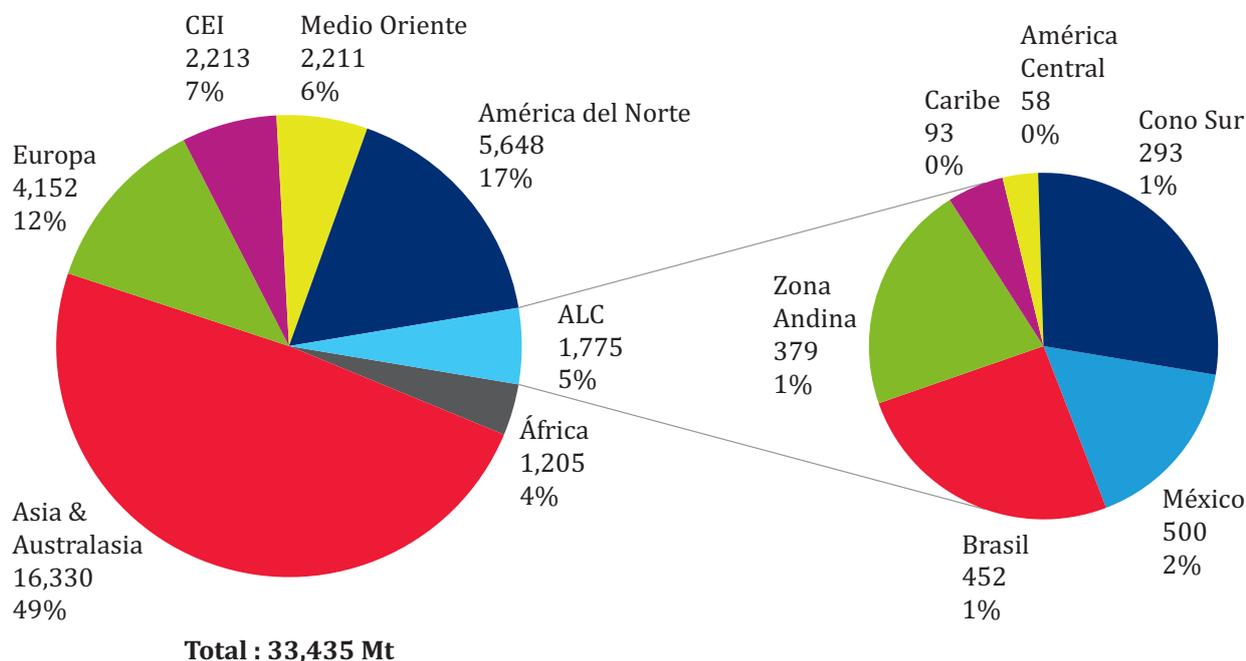
En lo referente a las centrales nucleares, éstas si bien no emiten óxidos ni dióxidos, no significan que no causen ningún impacto ambiental. Los componentes nucleares ya sea en forma de combustible o residuos del ciclo nuclear de producción de electricidad, sí pueden representar riesgos que podrían desencadenarse en situaciones catastróficas en diferentes ámbitos, si no se toman en cuenta los protocolos de seguridad y las correctas acciones y gestiones operativas.

Haciendo mención a las centrales hidroeléctricas, éstas pueden considerarse insignificantes como aportantes a la emisión de gases y partículas, debido a que no queman combustible. A pesar de ello, este tipo de generación puede afectar al medioambiente desde otras aristas, como por ejemplo el cambio en las condiciones geográficas que afectan en la dirección de los vientos, variabilidad en la humedad del entorno y otras afectaciones en relación a la flora y fauna del hábitat de las especies que están en el entorno geográfico de la central.

En lo correspondiente a la etapa de la transmisión, ésta afecta al entorno próximo del trazado geográfico de las líneas. Impactos como la restricción del uso del suelo y su compactación, la remoción de flora puede ser determinante para alterar la hidrología local provocando inclusive erosión en la zona de servidumbre de las líneas de transmisión (Zambroni de Souza & Castilla, 2019).

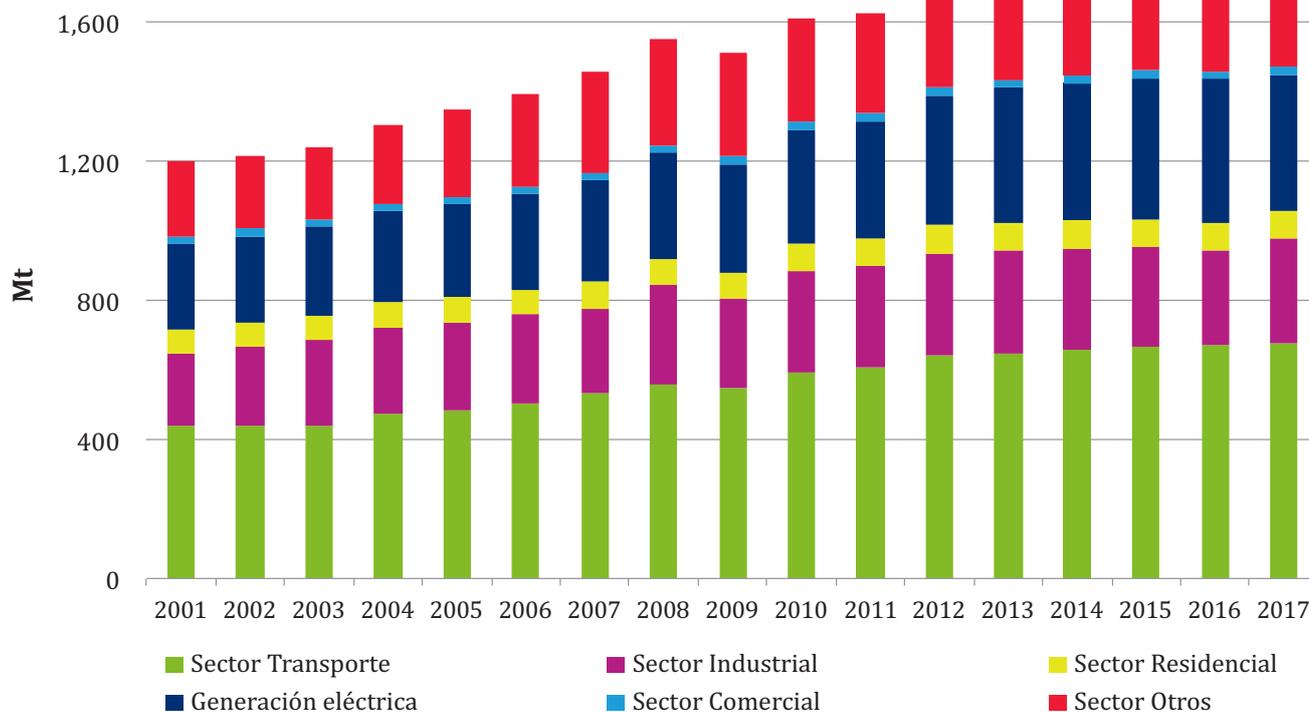
Tomando lo manifestado en (OLADE, 2018b), en las figuras 1, 2 y 3, se presentan las estadísticas de emisiones de CO₂ a nivel mundial asociado al proceso de generación de energía eléctrica.

Figura 1. Emisiones mundiales de CO₂ asociadas a la generación eléctrica.



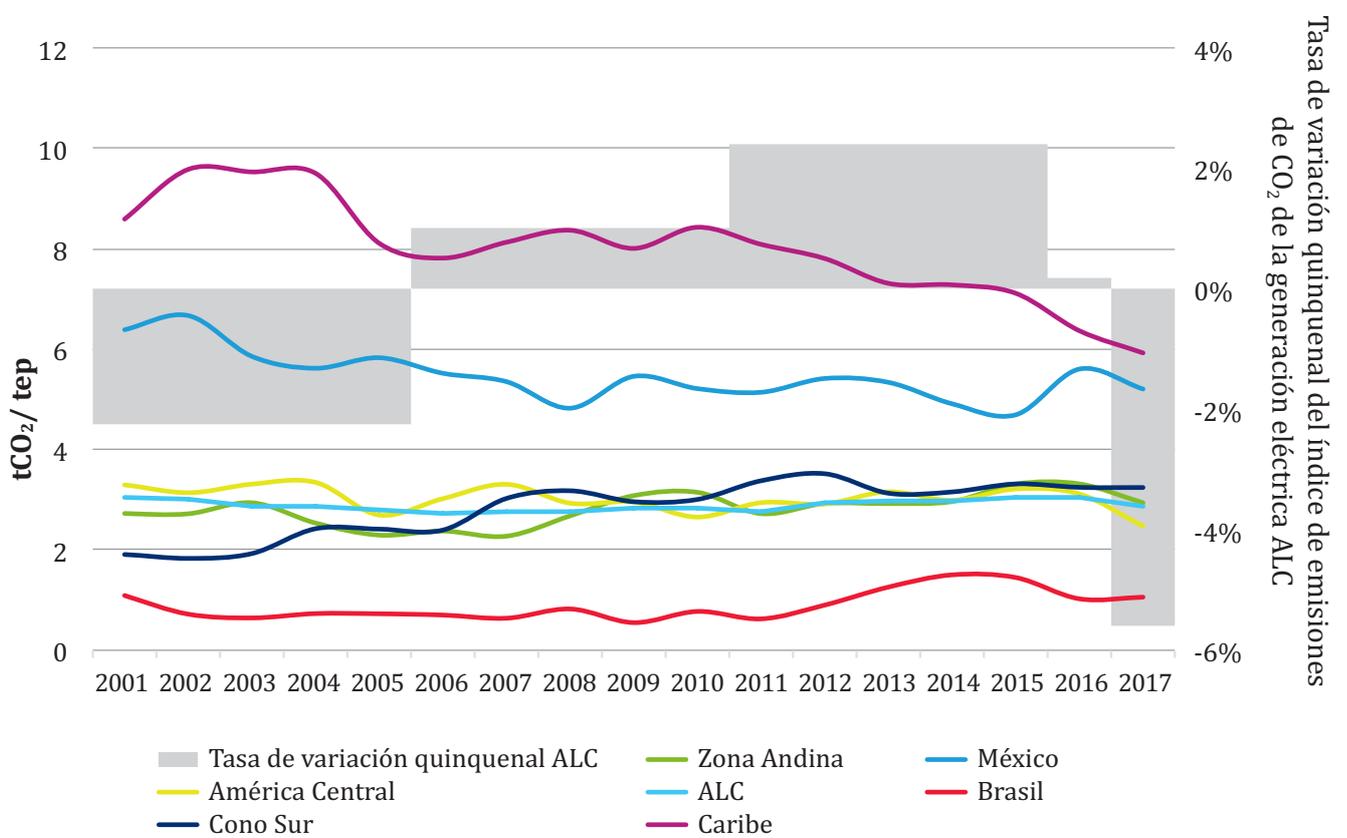
Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 2. Evolución de las mediciones de CO₂ por sector.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 3. Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

En concordancia a lo mostrado en la figuras 1, 2 y 3 se puede concluir que la región de ALC es responsable del 5% de las emisiones de CO₂ asociadas a los procesos de generación de energía eléctrica. Cabe recalcar que ALC es una de las regiones mundiales que mejores prestaciones y recursos primarios renovables tiene en el planeta. Es decir, al migrar y diversificar la matriz energética de electricidad a través de ERNCs y posicionar sistemas de GD y MREs en la región las emisiones de CO₂ a futuro se minimizarían.

A principios de 1990, las compañías de energía que conformaban las cadenas de suministro de electricidad, se enfrentaron a un aumento de magnitudes considerables en el consumo de energía eléctrica, debido al crecimiento de la población mundial y la prosperidad en términos económicos en diversas regiones del mundo, que provocó la aparición de nuevos desafíos e inconvenientes en las etapas centralizadas de generación y transmisión del suministro de energía eléctrica.

La Desregularización de los Mercados Eléctricos

En los inicios de los SSEE, sus usos fueron orientados básicamente en instalaciones de tipo gubernamental y municipal, seguido de sistemas de iluminación tanto en servicios públicos como en casas y hogares. La comercialización de energía eléctrica no se hacía como en la actualidad, sino más bien se realizaba como un servicio ofrecido por dichas entidades gubernamentales. Es decir, los generadores llegaban a acuerdos económicos con estas entidades para realizar el suministro de energía eléctrica. Lo que conminó a que los productores de electricidad en su mayoría de origen privado invirtieran grandes cantidades de capitales para afianzar sus negocios.

Con el paulatino crecimiento de la industria eléctrica, fue necesario el desarrollo de una estructura legal, que permitiera sistematizar los procedimientos con el objetivo de tener control, establecer reglamentación y regulación en el suministro eléctrico. Bajo este antecedente, se establece el apareamiento de las redes eléctricas nacionales o también llamados "sistemas nacionales" como se conocen generalmente en la actualidad. Lo anteriormente expuesto ocurrió entre 1920 y 1950 en América y Europa. En el transcurso de los tiempos para la década de 1980 las inversiones se realizaron de manera óptima y con aristas de innovación, debido al establecimiento de políticas que incentivaban la libre competencia en la industria eléctrica.

Es necesario diferenciar el concepto de "desregularización" cuyo significado específico abarca la apertura gradual de los sectores monopólicos con precios regulados hacia la competencia. En cambio, la liberación tiene un uso más formal y que en su contorno acaba principalmente tres aspectos, i) reducción del rol del Estado en términos de propiedad y control de las etapas funcionales; ii) desintegración de las estructuras verticales en etapas funcionales

y regulación por parte de un tercer actor del sector quien se encargaría de emitir la normativa y regulación de los sistemas y, iii) aumentar las opciones para los consumidores para la participación en la gestión de la demanda a corto y largo plazo con fines de asegurar su energía.

En lo que respecta a la desregularización de los mercados eléctricos, algunos países de Centro y Sudamérica han sido los pioneros en la desregularización de la electricidad, Chile en 1982; Argentina 1992; Bolivia, Colombia y Perú en 1993; países de América Central en 1997; y Brasil, Ecuador y México a finales de la década de los 90 del siglo XX, dando paso a que con el transcurso de los años el porcentaje de participación privada de los productores de electricidad en estas regiones varíe (Harris, 2013).

Es así que, se puede manifestar que el cambio hacia la liberación competitiva de los mercados eléctricos ha empezado hace no menos de dos décadas. Por lo que, los desafíos han sido abrir los mercados eléctricos hacia la competencia de una manera medida y controlada, de modo que cada etapa funcional pueda desempeñarse óptimamente sin descartar las tendencias propias de los sistemas de transmisión y distribución a monopolios naturales. De ahí que la liberación y desregulación debe comenzar principalmente por la generación en el suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, los nuevos participantes al mercado de electricidad deben tener garantizado reglas ecuánimes para su participación (Harris, 2013).

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

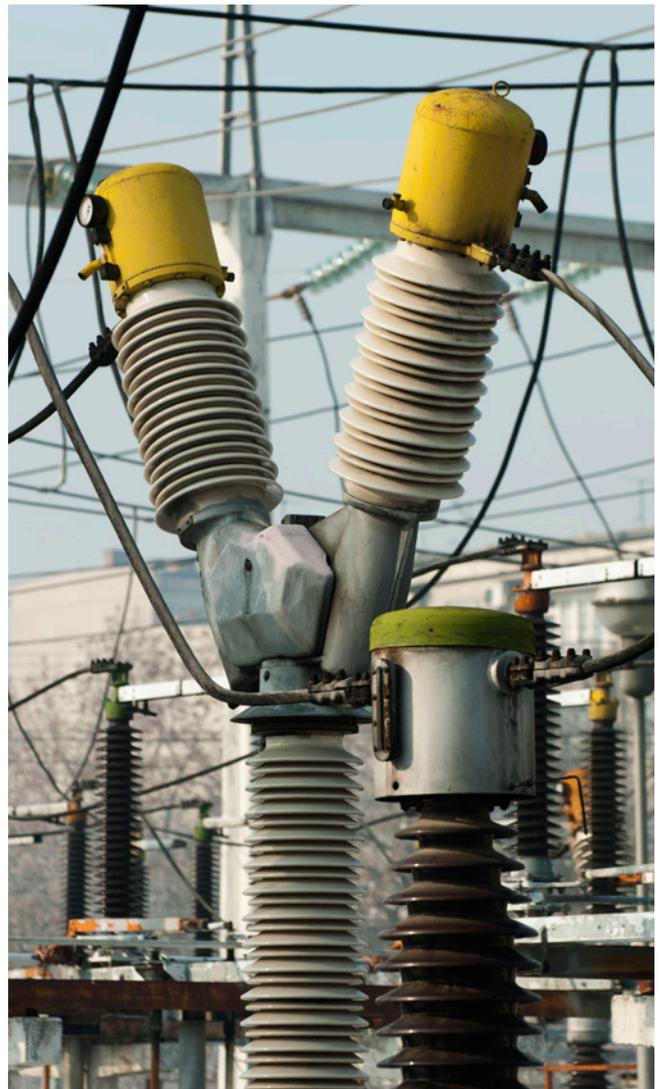
Desde los primeros aprovechamientos de los SEP como entidades operativas, la tendencia continua ha sido la concentración de los parques generadores de energía en sitios cada vez más grandes y alejados en su mayoría de los centros de consumo llegando a estos a través de las redes de transmisión y distribución (Harris, 2013).

A partir del presente siglo, esta tendencia ha ido revirtiéndose, debido al aumento constante de diferentes fuentes de energía renovable (micro hidráulica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, por nombrar las más importantes) que no necesariamente son grandes parques de generación, sino más bien, que están cercanas eléctricamente hablando a las cargas y aprovechando de mejor manera el tendido eléctrico de las redes de distribución en media y baja tensión, dando origen al apareamiento del término “Generación Distribuida”. Entre las principales ventajas que presenta este tipo de generación están: mejores índices de interrupción del suministro eléctrico, reducción de precios de energía, mitigar la congestión del sistema de transmisión, reducción de emisión de gases al medioambiente y fortalecer la seguridad energética.

Con los antecedentes mencionados, se establecen algunas definiciones relacionadas con la GD. Son sistemas de GD aquellos cuya potencia instalada abarca entre las unidades de kilovatios hasta las decenas de megavatios, los cuales pueden estar instalados para su operación directamente a la red de distribución o conectados en el punto de suministro del usuario (Mahmoud & AL-Sunni, 2015). Sin embargo, aparte de los criterios presentados anteriormente, en función de la capacidad de producción, los sistemas de GD se dividen en 4 categorías: micro [1W– 50kW], pequeño [5kW–5MW], mediano [5–50MW] y grande [mayor de 50MW] (Gharehpetian & Agah, 2017). Es preciso indicar que la GD abarca diferentes tecnologías y sistemas, cuyas fuentes principales son recursos primarios tanto renovables como no renovables entre los que se incluyen recursos fósiles.

La innovación de GD abarca también la utilización de nuevas tecnologías incluyendo las celdas de combustibles y los convertidores electrónicos de potencia, que en algunas tecnologías sirven de acoplamiento de conexión a los sistemas de distribución AC (Gharehpetian & Agah, 2017), (Bansal, 2017).

Por lo anteriormente expuesto, se establece que los SSEE no pueden seguir siendo operados de manera conservadora, unidireccional y verticalmente estructurada, es decir, la disposición operativa y de mercado de los SSEE ha variado su esquema organizacional, permitiendo así la posibilidad de flujo de potencia ya no sólo desde una única fuente de suministro unidireccional, sino también de forma bidireccional. Por lo mencionado, los llamados consumidores energéticos pasivos en el pasado, hoy en día están en capacidad de suministrar energía eléctrica de tipo GD a la red, dando lugar a la aparición del novísimo concepto: consumidor activo del sistema (también denominado *prosumer*, por su terminología en el idioma inglés).



Acorde a lo establecido en la literatura técnica, al conjunto de varias tecnologías de GD se los denomina también DERs (*Distributed Energy Resources* – Recursos de Energía Distribuida, por sus siglas en inglés). Los DERs incluyen unidades de generación y almacenamiento, incluidos recursos renovables y no renovables, como generación hidráulica y térmica, unidades solares fotovoltaicas, turbinas eólicas, baterías, etc. Además, siguiendo los avances tecnológicos en la industria eléctrica, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se hizo gradualmente viable económicamente, como lo indica el aumento de la inversión en plantas de energía solar y eólica establecidas a finales de esta década e inicios del presente siglo (Gharehpetian & Agah, 2017).

En las secciones siguientes se detallará con mayor precisión cada una de las principales tecnologías de GD, así como también sus fuentes primarias, sus nuevos métodos, modos operativos y herramientas necesarias para la integración estas nuevas tecnologías a través del nuevo paradigma al que se enfrentan los SSEE.

Generación Síncrona Hidráulica y Diésel

La implementación de una central hidroeléctrica está restringida por la disponibilidad del caudal y volumen del agua. Para generar cantidades significativas de energía eléctrica, a menudo se requiere un río grande. Sin embargo, se ha visto en muchos casos que a través de un sistema de central de tipo pasada se pueda aprovechar para la generación de electricidad, sobre todo en lugares por donde se tienen afluentes de ríos, lagos y que por lo general están cerca de las comunidades (Bansal, 2017).

En el marco de la GD de tipos diésel (Pelland, Turcotte, Colgate, & Swinger, 2012) e hidráulica (Tamrakar, Galipeau, Tonkoski, & Tamrakar, 2015) siguen siendo una fuente importante de producción de energía eléctrica. Los generadores diésel están compuestos de un motor diésel (máquina motriz), regulador de velocidad,

máquina síncrona y un regulador de tensión. En el caso de la generación hidráulica, la turbina es la máquina motriz.

Generación Eólica

La generación eólica representa un importante crecimiento y desarrollo tecnológico en los últimos años. Este tipo de generación opera convirtiendo y aprovechando la energía cinética del viento en energía eléctrica, considerando generalmente que su potencia desarrollada es proporcional al cubo de la velocidad del viento. La conversión energética requiere teóricamente de una etapa mecánica y de otra eléctrica. El elemento que convierte la energía del viento en energía mecánica rotacional son las hélices acopladas mecánicamente al rotor, cuya energía es aplicada a la máquina eléctrica, la cual puede estar acoplada a través de una caja de engranajes o directamente a dicho eje (*Direct Driver*).

El sistema eléctrico de un aerogenerador de eje horizontal está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si su rotor opera a revoluciones constantes o revoluciones variables, y por el sistema de red eléctrica y sus modos operativos, ya sea conexión directa a la red o funcionamiento aislado. En lo referente al acoplamiento eléctrico del sistema de generación de los aerogeneradores, se pueden distinguir cuatro diferentes esquemas tecnológicos con variaciones topológicas, los cuales se presentan a continuación (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009).

- **Generador asíncrono operando a velocidad de giro constante y conectado directamente a la red.** Esta opción ha sido usada con éxito durante décadas, normalmente con rotores tripala de paso fijo.
- **Generador síncrono con convertidor CA/CC/CA operando a velocidad de giro variable conectados a la red.** Esta tecnología que permite realizar desacoplamientos de las velocidades de rotación de las hélices de la tur-

bina eólica y la frecuencia de la red eléctrica del sistema. Este sistema emplea una etapa de electrónica de potencia a través de un convertidor el cual se conecta de manera paralela al generador para realizar el control de potencia y regulación de velocidad de sincronización. La principal ventaja de esta tecnología de conducción directa es la no presencia de la caja reductora de velocidad a base de engranajes (M.G. Molina, Suvire, Ontiveros, Sarasua, & M., 2011).

En América Latina y el Caribe uno de los cambios observados es la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, sin embargo, aún existe una brecha entre países en materia de desarrollo de su potencial energético en su matriz de oferta de electricidad, razón por la cual en el último lustro la tasa de crecimiento de energía en términos de demanda fue mayor que la tasa de incorporación de fuentes de energías renovables.

- **Generador asíncrono con control de deslizamiento.** La variación de velocidad se logra a través de modificar el deslizamiento. Algunas turbinas disponen de control dinámico del deslizamiento, para ello emplean resistencias en el rotor del generador eliminando la posibilidad para el uso de anillos de deslizamiento.

- **Generador síncrono operando a velocidad de rotación constante y acoplado directamente a la red.** Esta opción es empleada en casos puntuales o de extraña particularidad. No tiene un buen posicionamiento debido a los problemas mecánicos que origina, además de las oscilaciones en la generación de la potencia de suministro.

El gran desarrollo de la electrónica de potencia hace actualmente un uso muy mayoritario de la segunda opción (Generador síncrono con convertidor CA/CC/CA) en detrimento de las restantes opciones planteadas.

Es importante que la localización de instalación del parque eólico se encuentre en regiones con promedios históricos anuales de velocidad de viento lo más altos posibles y con una disponibilidad importante en todas las estaciones climáticas del año. A menudo las áreas de mayores vientos no coinciden con las áreas que presentan acceso a una red de distribución, por ello la generación eólica presenta las facilidades para ser implementada en lugares alejados o donde la cobertura eléctrica convencional es escasa, dando lugar a una prestación beneficiosa en MREs en modo de operación en isla (Jenkins, Allan, Crossley, Kirschen, & Strbac, 2000).

Generación Solar Fotovoltaica

Este tipo de generación tiene por principio de funcionamiento la conversión de energía proveniente del sol en energía eléctrica. La energía solar es una fuente gratuita e inagotable (alrededor de 700×10^6 TWh diariamente). Las principales ventajas que un sistema fotovoltaico presenta son: i) energía natural sustentable; ii) mínimo impacto ambiental; iii) vida útil prolongada superior a los 30 años de los componentes con mínimo mantenimiento; iv) funcionamiento silencioso. Debido a estos beneficios, los sistemas fotovoltaicos son reconocidos como una tecnología con el potencial de suministrar un importante componente de las necesidades energéticas del presente y en el futuro cercano de una manera sostenible y renovable.

Aunque el sol puede proporcionar grandes cantidades de energía utilizable, todavía hay algunos inconvenientes que deben ser considerados con respecto a su disponibilidad. La energía proveniente del sol sólo está disponible durante determinadas horas del día

dependiendo del lugar geográfico que se encuentre en el planeta Tierra. Esto hace que la energía solar fotovoltaica esté sujeta a factores aleatorios, lo que determina un rendimiento intermitente en la producción de electricidad. Para superar estos inconvenientes, este tipo de energía depende de las tecnologías de almacenamiento de energía para maximizar su utilidad (Ponce et al., 2018).

Los paneles solares se conectan en arreglos de conexiones serie-paralelo, los mismos que generan en DC, para lo cual consecutivamente debe convertirse en AC a través de una etapa inversora con modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), con lo que se puede sincronizar y conectar a la red de AC o a las cargas directamente, según sea el caso (De La Rosa, 2015). Además, debido a las amplias mejoras en las tecnologías de los inversores, la generación fotovoltaica ahora se prefiere y se implementa alrededor del mundo como DERs para el aumento de la penetración de la GD con altas garantías en MREs (Chowdhury & Crossley, 2009).

Es provechoso señalar que la mayoría de los fabricantes de paneles solares garantizan 25 años, la eficiencia energética decrece luego de ese largo período de explotación, aunque continúe en servicio.



Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS)

Como parte de las Redes Eléctricas Inteligentes (REIs), las MREs se han desarrollado para aprovechar todos los beneficios de la integración de los recursos energéticos distribuidos (DERs), especialmente la generación renovable distribuida basada en fuentes variables e intermitentes, como la eólica y la solar. Sin embargo, cumplir con todos estos objetivos requiere la implementación de tecnologías innovadoras de sistemas de almacenamiento de energía (ESS–*Energy Storage Systems*, por sus siglas en inglés) integradas con sistemas de acondicionamiento de electrónica de potencia de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar con los SSEE y particularmente con las MREs.

En este complejo entorno, las tecnologías de ESS surgen como una solución tecnológica necesaria y muy valiosa con capacidades excepcionales para lograr plenamente los beneficios de las REIs. Los ESSs coinciden con los requisitos de las aplicaciones de GD y MREs para el suministro de energía. Los principales beneficios de los dispositivos de almacenamiento avanzados incluyen alta potencia y densidad de energía con una extraordinaria eficiencia de conversión y respuesta dinámica y estática en términos de potencia y tensión (Marcelo G. Molina, 2017).

Sin embargo, para aprovechar al máximo los beneficios de los ESSs en el entorno de las MREs, se requiere el apoyo de un sistema de acondicionamiento de electrónica de potencia con características de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar con la red eléctrica. Los ESS desempeñan un papel fundamental en la regulación y estabilidad de tensión y frecuencia, además de entregar potencia activa y reactiva de forma simultánea o independiente y de manera muy rápida en el sistema aportando con ello a mejorar las condiciones de seguridad, confiabilidad, resiliencia y calidad de energía de las MREs (Marcelo G. Molina, 2017), (Peng, 2017).

Los sistemas de generación distribuida y microrredes eléctricas basados en diferentes tecnologías de energías primarias renovables y no renovables permiten acortar la brecha de accesibilidad a la electricidad en América Latina y el Caribe.

MICRORREDES ELÉCTRICAS

El concepto de “Microrredes Eléctricas” se remonta al año 1882 cuando el inventor Thomas Alva Edison construyó su primera planta de energía en los Estados Unidos. La compañía de Edison instaló 50 MREs de DC en cuatro años. Para ese entonces no se habían conformado aún redes eléctricas con sistemas de control y modos de operación centralizados.

Posteriormente a finales del siglo XIX e inicios del siglo XX, con el auge de las construcciones de los grandes centros de generación y líneas de transmisión, fomentados por las economías de escala y fines asociados a la continuidad y confiabilidad de suministro, los SSEE se convirtieron en un servicio monopólico al interconectar las MREs aisladas existentes, desencadenando que las MREs se hayan desvanecido en dichas épocas. Sin embargo, en los últimos años del presente siglo hay una nueva tendencia de desplegar MREs alrededor del mundo, esto justificado por las necesidades de mayor consumo de electricidad de manera eficiente, mayor cobertura y accesibilidad,

confiabilidad y calidad de energía (*power quality*), avances en electrónica de potencia y el apareamiento de nuevas fuentes de generación de tipo DERs (Parhizi, Lotfi, Khodaei, & Bahramirad, 2015).

El DOE (*Department Of Energy*, Departamento de Energía de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés) define a una MRE así: “Es un conjunto de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida que trabajan dentro de límites eléctricos definidos, que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red y que se conecta o desconecta de dicha red para permitirle operar en modo conectado a la red o en modo de isla (autónomo)” (Samad & Annaswamy, 2017).

Por otro lado, la CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, por sus siglas en francés), define a la MRE como: “son sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos de energía distribuidos en forma de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables, que pueden operarse de forma controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red principal de energía o en modo de isla”. En lo correspondiente a GD: abarca todas las fuentes posibles de energía en las escalas y contexto de una MRE, por ejemplo, calefacción y energía combinados a pequeña escala a base de combustibles fósiles o de biomasa, módulos de arreglos de paneles fotovoltaicos, pequeñas turbinas eólicas, micro-mini hidráulicas, generación sincrónica diésel, etc. En lo referente a dispositivos y sistemas de almacenamiento de energía incluyen todas las tecnologías: mecánicas, eléctricas, electromecánicas, químicas y térmicas (Marcelo G. Molina, 2017).

En lo correspondiente a las cargas controladas, se hace mención a la iluminación regulable de forma automática, sistemas de bombeo diferido y un especial énfasis a las cargas críticas sensibles o también denominadas “de alta confiabilidad de suministro”, las cuales se describirán con detalle en los próximos apartados.

Cabe mencionar que no se considera una MRE a un sistema alimentado por una única tecnología DERs o a un grupo de una misma tecnología de GD que trabaja de manera no coordinada (Smith, 2009).

Todos estos factores parecen indicar que los esquemas actuales de operación centralizada dejarán de adaptarse a los SSEE en un futuro cercano, es decir, que será necesario utilizar nuevos modelos de operación descentralizada que permitan desagregar el sistema consiguiendo una operación más sencilla y adecuada. En este sentido, existe un nuevo concepto de operación descentralizada que permitiría lograr dicho objetivo, es decir, un manejo más flexible y propicio de los SSEE.

Por lo expuesto, se da origen a la aparición del concepto de MREs. Las MREs han recibido considerable atención en las últimas dos décadas, impulsadas por cuestiones ambientales globales, la necesidad de acceso a la energía en comunidades remotas y la promesa de una mayor confiabilidad, seguridad, calidad y resiliencia¹ (*resilient*) de los sistemas eléctricos (Schneider et al., 2017), (D. T. Ton and W.-T. P. Wang, 2015). Específicamente, las MREs se consideran un vínculo crítico o un punto de inflexión en la evolución de SSEE integrados verticalmente hacia las redes inteligentes (*smart grids*) descentralizadas, al facilitar la integración de los DERs basados en Energías Renovables No Convencionales (ERNCS) (Olivares et al., 2014), (Paredes, Serrano, & Molina, 2019b).

Las redes inteligentes en forma general abarcan las necesidades de mejorar la accesibilidad a la energía, implementar tecnologías que respondan a las necesidades de los clientes, mejorar las condiciones de seguridad y reducir la vulnerabilidad del sistema. En relación a los beneficios de esta tecnología, se puede mencionar

1 Resiliente: del inglés *resilient*, significado: capacidad de un material, mecanismo o sistema para recuperar su estado inicial cuando ha cesado la perturbación a la que había estado sometido. Diccionario en línea RAE, 2018.

la reducción de la congestión de la red de transmisión, disminución de apagones y cortes forzados del suministro, capacidades de los sistemas para determinar su autodiagnóstico y su autoreparación, mejor manejo y respuesta a la demanda eléctrica (El-Sharkawi, 2013). Diferentes entidades alrededor del mundo, como agencias gubernamentales, servicios públicos, bases militares y universidades están implementando sistemas de MREs, y se espera que se desarrolle un número creciente de MREs en la próxima década (Majumder, 2013).

La seguridad operativa en conjunto con la económica son los principales tópicos a considerar en la operación de SSEE y en tiempos actuales particularmente en sistemas de GD y MREs. La “seguridad de operación” puede definirse como la capacidad del sistema en un instante determinado de continuar con la operación frente a la salida de servicio imprevista de alguno de los componentes DERs que conforman los sistemas de GD dentro de las MREs. El nuevo enfoque que actualmente se está considerando es la capacidad que pueden otorgar las MREs para que haya una operación resiliente de los sistemas, en especial énfasis cuando las cargas son críticas y requieren un suministro continuo y confiable de abastecimiento de energía (Paredes, Serrano, & Molina, 2019c).

Por lo tanto, una comprensión clara del comportamiento operativo, acciones de control, estabilidad y seguridad del sistema de MREs es esencial para garantizar la transición exitosa a sistemas de energía eléctrica activos, descentralizados y orientados a la resiliencia.

De aquí es que se desprenden las necesidades de disponer de suficiente reserva de generación, para mantener los niveles de seguridad adecuados en las MREs con DERs en base a ERNCs de tipo GD. Además, la posibilidad de contar con reservas se torna desafiante, facilitando a que las MREs puedan garantizar el suministro de generación, acciones de control y respuestas rápidas ante las contingencias que pudiesen presentarse en los sistemas de MREs.

Las innovaciones tecnológicas basadas en electrónica de potencia han permitido el mejor desempeño y facilidades en la implementación de los sistemas de GD asociados a diferentes fuentes de energías renovables, en especial cuando el acoplamiento al sistema es a través de inversores electrónicos. Por lo que, contar con sistemas de control de características tecnológicas rápidas ha permitido realizar direccionamientos de flujos de potencia y con ello evitar flujos de potencia circulantes en sistemas con algún grado de mallado que se presentan en sistemas de MREs.

En concordancia a lo expresando en (Hatziargyriou, 2014) la coordinación operativa y el control de DERs son las características claves que distinguen a las MREs de los simples alimentadores de distribución al cual se conecta algún DER. En particular, la gestión eficaz de la energía dentro de MREs es la clave para lograr beneficios de eficiencia al optimizar la producción y el consumo de energía. Sin embargo, los desafíos técnicos asociados con el diseño, la operación y el control de MREs son inmensos y es justamente lo que ha producido la aparición en el nuevo paradigma tanto para la investigación como el desarrollo en los SSEE.

En lo referente a los campos de implementación de MREs estos están relacionados a campus universitarios, cargas críticas o sensibles, aplicaciones militares, servicios públicos y redes y sistemas comunitarios, en especial cuando son remotos o alejados del servicio de distribución. El crecimiento en la implementación mundial de MREs brinda perspectivas brillantes para otorgar beneficios de acceso a la electricidad a esa población que aún no cuenta con el servicio. Diferentes tecnologías de micro generación, tales como micro-turbinas, paneles solares fotovoltaicos, células de combustible y las turbinas eólicas con una potencia nominal de hasta [100kW] se pueden conectar directamente a las redes de baja tensión. Estas unidades estratégicamente conectadas en sitios cercanos a los usuarios han surgido como una opción prometedora para satisfacer las crecientes

necesidades de energía eléctrica de los clientes, con énfasis en la confiabilidad y la calidad de la energía, brindando diferentes beneficios económicos, ambientales y técnicos. Hay aspectos relevantes que se deben reconocer con la penetración masiva de este tipo de generación en la red de distribución de baja tensión, esta red ya no debe considerarse como pasiva. En muchos países de Europa, la protección del medioambiente se promueve mediante la provisión de créditos de carbono mediante el uso de tecnologías de ERNCs (Hatziargyriou, 2014).

Es necesario aclarar que no se considera un MRE a la conexión de una única tecnología DER y sobre todo cuando no haya operación coordinada entre todos los componentes que la conforman (Paredes, Serrano, & Molina, 2019a). En la figura 4, se presenta un diagrama esquemático de los sistemas de GD en una MRE.

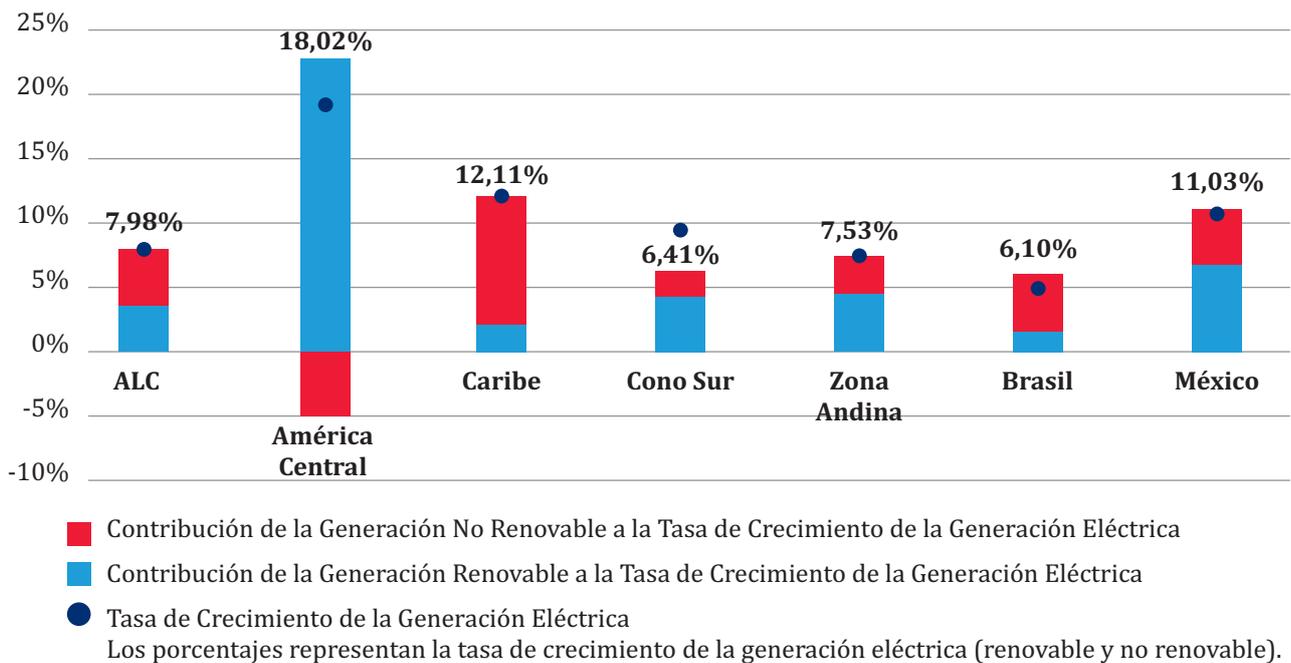


El acceso a la electricidad no tiene que ser un lujo para comunidades con escasos recursos económicos. Según lo manifestado en (Harris, 2013) alrededor de 1,6 billones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la energía eléctrica, lo que en términos porcentuales representa el 27% de la población mundial.

Varios países de la región de América Latina y el Caribe tienen ciertas características en común, entre las que se destacan diversidad cultural, idiomas y dialectos (OLADE, 2018a). Los escenarios socioculturales se divisan con una dificultad económica al acceso de los servicios básicos, principalmente electricidad, he ahí la necesidad de encontrar mecanismos que permitan que se mitiguen las brechas existentes en lo relacionado al acceso a energía eléctrica en concomitancia con lo establecido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas 2030, particularmente al Objetivo 7: Energía Asequible y no Contaminante de Desarrollo, donde se destaca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos (Naciones Unidas, 2015).

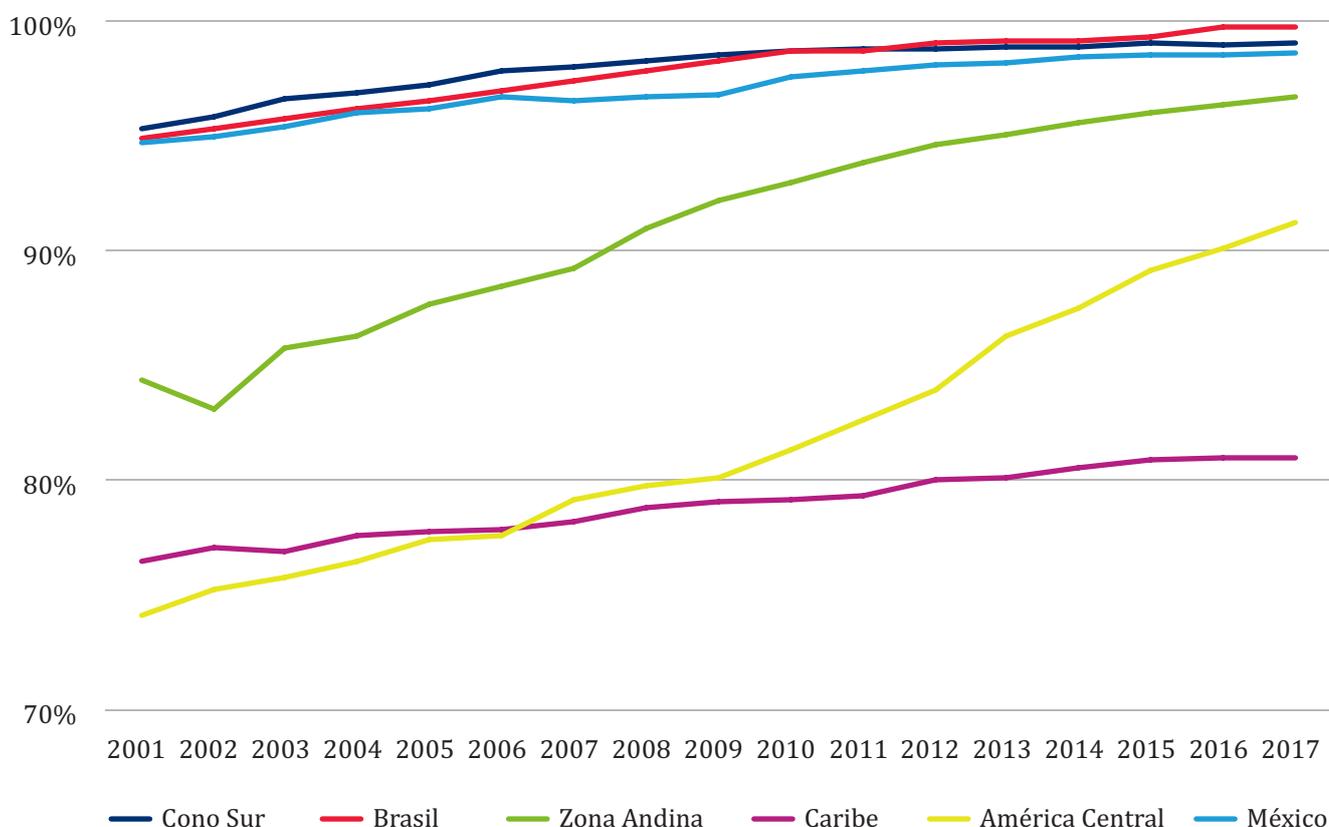
En lo que corresponde a América Latina y el Caribe y en concordancia con lo manifestado en (OLADE, 2018b) uno de los cambios observados es la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, lo cual es un fenómeno que se va consolidando gradualmente. Sin embargo, aún existe una brecha entre países en materia de desarrollo de su potencial energético en su matriz de oferta de electricidad, razón por la cual se muestra que en el último lustro la tasa de crecimiento de energía en términos de demanda fue mayor que la tasa de incorporación de fuentes de energías renovables. Por lo que, en promedio para ALC la participación en términos de generación de energía renovable para cubrir la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica ha sido inferior al 45%. En las figuras 5 y 6, se puede observar en términos porcentuales las tasas de crecimiento en la oferta de generación de electricidad, la contribución en la generación a través de fuentes renovables y no renovables y además, la tasa de crecimiento de la demanda interna de electricidad para ALC, (OLADE, 2018b).

Figura 5. Tasa de Crecimiento entre 2012 y 2017 de la Generación Eléctrica en ALC.



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

Figura 6. Evolución del Índice de Cobertura eléctrica para ALC y subregiones, 2001 -2017.



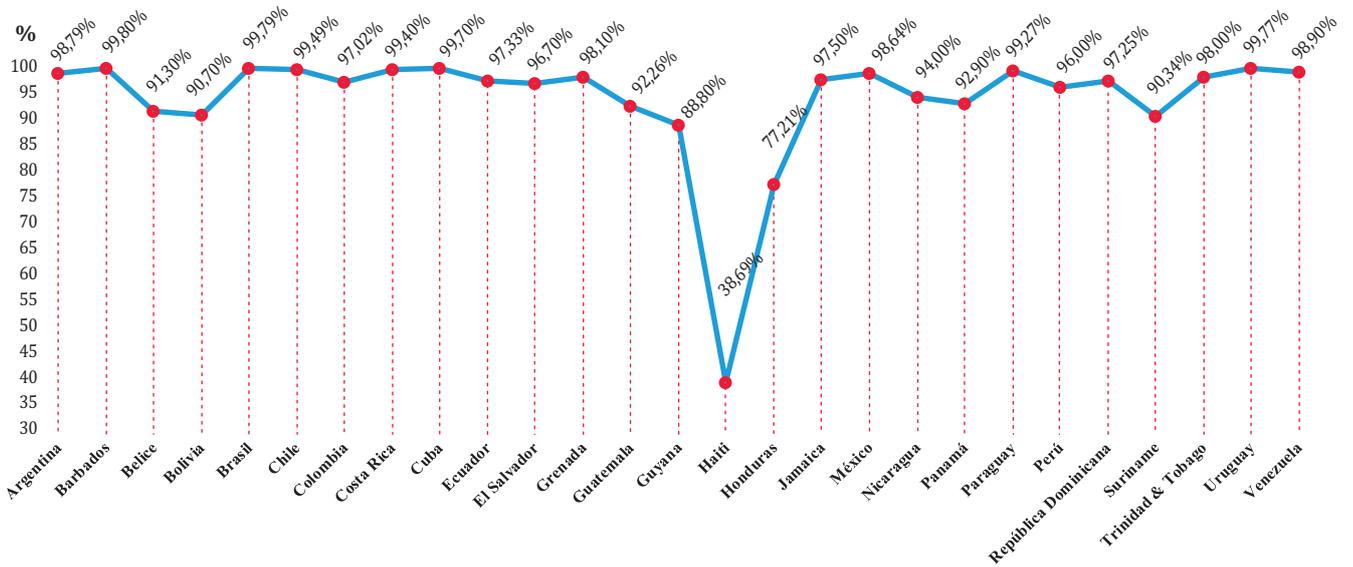
Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe (OLADE, 2018b).

En relación al acceso a la electricidad, para el año de 1973 ALC tuvo más de 130 millones de personas sin acceso al suministro. La región de ALC ha pasado de 21,8 millones de personas sin acceso al suministro, para el año 2016 a 19,6 millones de personas que están mayoritariamente ubicadas en sectores rurales, para el año 2018 (OLADE, 2018a). Si se mantuviese esta tasa de crecimiento que se ha presentado en los últimos años, la región de ALC podría mitigar este inconveniente de accesibilidad al suministro eléctrico en un período de hasta 13 años aproximadamente.

La mayor cantidad del universo de personas sin acceso a la electricidad son habitantes de sectores rurales. De éstos, un porcentaje

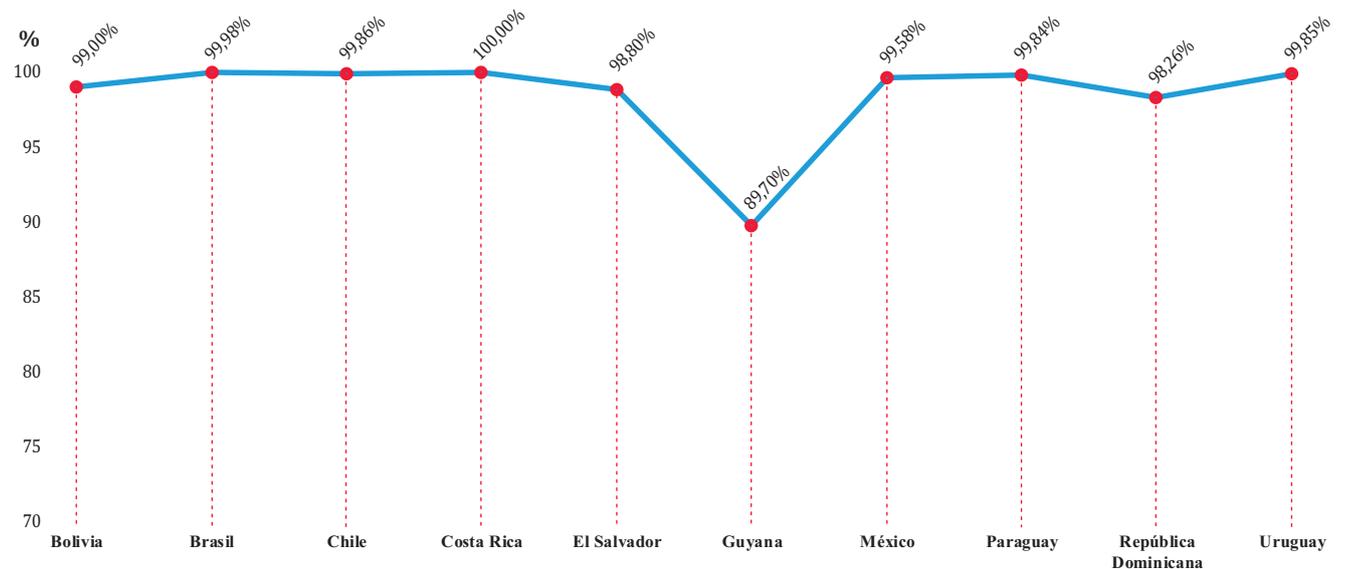
importante se encuentran en pobreza y/o pobreza extrema. Esta situación se agrava por la falta de infraestructura para llevar los servicios energéticos y las condiciones precarias de la población para pagar los costos de estos servicios (OLADE, 2018a). En la figura 7, se presentan los índices de cobertura total del suministro de energía eléctrica para diferentes países de ALC. En las figuras 8 y 9, se presenta la desagregación de los índices de cobertura eléctrica para los sectores urbano y rural, respectivamente.

Figura 7. Índice de cobertura total de acceso a la energía eléctrica



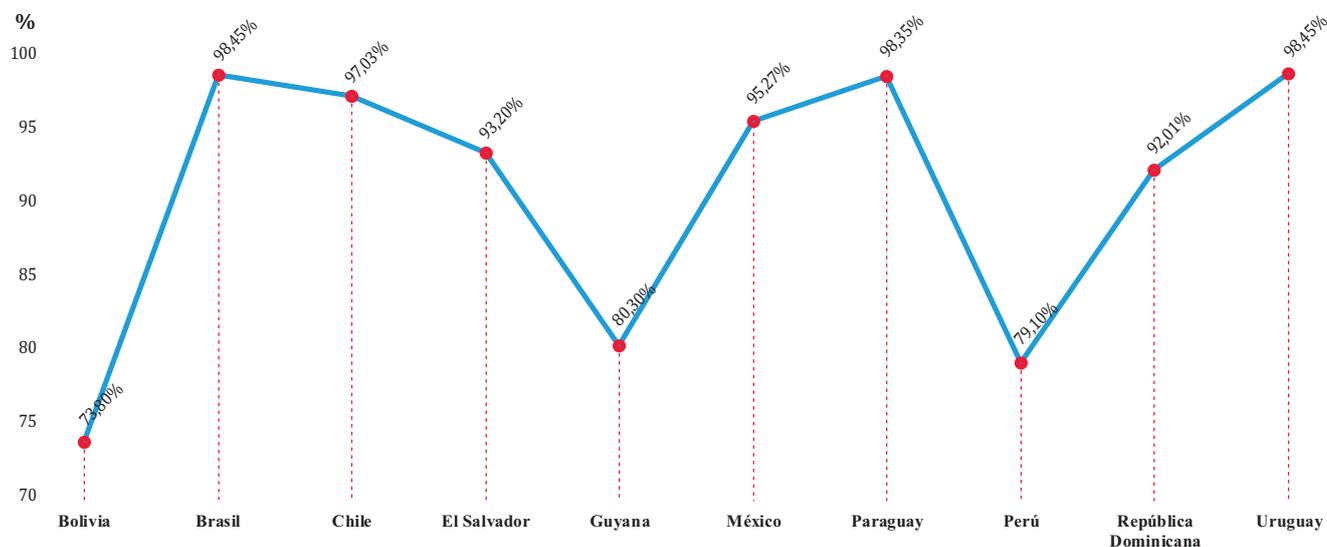
Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

Figura 8. Índice de cobertura urbana de acceso a la energía eléctrica



Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

Figura 9. Índice de cobertura rural de acceso a la energía eléctrica.



Fuente: Elaboración de los autores con los datos estadísticos de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, sieLAC (OLADE, 2019).

CONCLUSIONES

Se ha demostrado a lo largo de los años que la construcción de SSEE para abastecer a comunidades alejadas implica significativas inversiones financieras. Con la implementación de un sistema de MRE basado en DERs tipo GD, estas inversiones se reducirían, lo que implicaría en un mejor desempeño económico y sobre todo una oportunidad para acceder a la energía eléctrica en nuestra región. ALC tienen excelentes prestaciones por sus características geográficas para proveer el uso e iniciativas de sistemas de ERNCs amigables con el ambiente y económicamente sustentables.

En razón de lo discutido ampliamente, las diferentes unidades DERs en MREs son extremadamente adecuadas para la electrificación de regiones remotas o subdesarrolladas, donde ya sea por factores económicos o de infraestructura eléctrica no es posible la interconexión a una red de distribución. El concepto de microrred proporciona una plataforma para agregar sectores aislados de hogares o comunidades autosuficientes basados en micro generadores

y unidades de almacenamiento, que permitan a través de este suministro acceder a servicios básicos de iluminación comunitaria o medios de comunicación como radio y televisión.

Los índices de cobertura de electricidad en algunos países de ALC, emiten alertas que abren el camino para realizar acciones y mecanismos que permitan mejorar estos índices. La accesibilidad a la electricidad mejora las condiciones de calidad de vida y servicios básicos en muchas regiones de ALC. Las múltiples características de clima y geografía de toda ALC, permite el desarrollo de varias tecnologías de energías renovables convencionales y no convencionales para su implementación en sistemas de GD en MREs.

El suministro confiable y accesible de electricidad a través de MREs puede ser visto como un paso crítico para la modernización, desarrollo socioeconómico y mejores condiciones de vida de estas comunidades alejadas, principalmente rurales.

La liberación de los mercados de electricidad ha sido el baluarte que ha permitido el posicionamiento de las opciones de generación/distribución y particularmente de microrredes. Con la presencia de sistemas tipo MREs y GD otorgan un mejoramiento de los índices de calidad y confiabilidad del producto eléctrico, particularmente en relación a la frecuencia y duración de las interrupciones, esto obedece a la no dependencia de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica.

Las MREs incurren en otorgar beneficios ambientales enfocados básicamente en dos aspectos: el cambio hacia fuentes renovables de baja emisión, por ejemplo, combustibles naturales tipo orgánicos y la adopción de soluciones de suministro de energía mediante procesos energéticamente más eficientes. Y también, considerando la baja emisión de gases de efecto invernadero dentro del contexto de mitigación del calentamiento global.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bansal, R. (2017). Handbook of distributed generation. Handbook of distributed generation. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-51343-0>

Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). Centrales de energías renovables. Pearson Educación.

Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). Microgrids and active distribution networks. Renewable Energy Series.

D. T. Ton and W.-T. P. Wang. (2015). A more resilient grid: The U.S. Department of Energy joins with stakeholders in an R&D plan. IEEE Power and Energy Magazine, 13(3), 26–34. <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397337>

De La Rosa, F. C. (2015). Harmonics, power systems, and smart grids (2nd ed.). CRC Press.

El-Sharkawi, M. (2013). Electric energy an introduction (Vol. 1).

Gharehpetian, G. B., & Agah, S. M. M. (2017). Distributed generation systems: Design, opearation and grid integration. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.09993-3>

Grainger, J. &, & Stevenson, W. (2002). Análisis de sistemas de potencia.

Harris, C. (2013). Electricity markets: Pricing, structures and economics. Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics. <https://doi.org/10.1002/9781118673409>

Hatzigiargyriou, N. (2014). Microgrid: Architecture and control. John Wiley and Sons Ltd (Vol. 1). <https://doi.org/10.1038/ki.2013.249>

Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., & Strbac, G. (2000). Embedded generation. Source (Vol. 31). <https://doi.org/10.1049/PBP0031E>

Louie, H. (2018). Off-Grid electrical systems in developing countries. Off-Grid electrical systems in developing countries. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7>

Mahmoud, M. S., & AL-Sunni, F. M. (2015). Control and optimization of distributed generation systems. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-16910-1>

Majumder, R. (2013). Some aspects of stability in microgrids. IEEE Transactions on Power Systems, 28(3), 3243–3252. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2234146>

Molina, M.G., Suvire, G., Ontiveros, L., Sarasua, A., & M., M. (2011). Electrónica de potencia - vinculación de generación dispersa a la red.

Molina, Marcelo G. (2017). Energy storage and power electronics technologies: A strong combination to empower the transformation to the smart grid. Proceedings of the IEEE, 105(11), 2191–2219. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2702627>

Naciones Unidas. (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Retrieved from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

OLADE. (2018a). Metodología de proyectos de energización rural.

- OLADE. (2018b). Panorama energético de América Latina y el Caribe 2018.
- OLADE. (2019). Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, siELAC. Retrieved from <http://sielac.olade.org/>
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Irvani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Paredes, L. A. (2012). Análisis de pérdidas en el anillo de subtransmisión a 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito. Escuela Politécnica Nacional.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019a). Energy management in isolated microgrids of the Ecuadorian Amazon Region. In *3er Simposio Ibero-Americano en Microrredes Inteligentes con Integración de Energías Renovables*.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019b). FACTS Technology to improve the operation of resilient microgrids. In *FISE-IEEE/CIGRE Conference Colombia*.
- Paredes, L. A., Serrano, B. R., & Molina, M. G. (2019c). Microgrids – a methodological review in the current context of electric systems. *CIEEPI - Revista Del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha*, (49).
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3, 890–925. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>
- Pelland, S., Turcotte, D., Colgate, G., & Swingler, A. (2012). Nemiah valley photovoltaic-diesel mini-grid: System performance and fuel saving based on one year of monitored data. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1), 167–175. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2170444>
- Peng, F. Z. (2017). Flexible AC transmission systems (FACTS) and resilient AC distribution systems (RACDS) in Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2099–2115. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2714022>
- Ponce, P., Molina, A., Mata, O., Ibarra, L., & McCleery, B. (2018). *Power system fundamentals*. CRC Press.
- Samad, T., & Annaswamy, A. M. (2017). Controls for smart srids: Architectures and applications. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2244–2261. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2707326>
- Schneider, K. P., Tuffner, F. K., Elizondo, M. A., Liu, C. C., Xu, Y., & Ton, D. (2017). Evaluating the feasibility to use microgrids as a resiliency resource. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2), 687–696. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2494867>
- Smith, M. (2009). Overview of the US Department of Energy's Research & Development activities on microgrid technologies. 2009 Symposium Presentations on Micro-Grid. Retrieved from http://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/sandiego_smith.pdf
- Tamrakar, U., Galipeau, D., Tonkoski, R., & Tamrakar, I. (2015). Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232663>
- Zambroni de Souza, A., & Castilla, M. (2019). Microgrids design and implementation. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6>