

Nota Técnica

20

A woman with long brown hair, wearing a light-colored blazer over a white shirt and jeans, is smiling and holding a small model of a solar panel array. She is standing in front of a large, angled array of solar panels that reflect the bright sunlight. In the background, a wind turbine is visible against a clear sky. The overall scene is bright and sunny, emphasizing renewable energy.

Más allá del potencial: retos técnicos de la integración de energías renovables

Coordinado por:

Andrés Rebolledo Smitmans

Secretario Ejecutivo

Gloria Alvarenga

Directora de Integración, Acceso y Seguridad Energética

Elaborado por

Alejandro Garcés Ruiz

Sandra Milena Pérez Londoño

Juan José Mora Flórez

Andrés-Ricardo Herrera Orozco

Maximiliano Bueno López

Mauricio Granada Echeverri

Programa de Ingeniería Eléctrica Universidad Tecnológica de Pereira

Pereira, Colombia

Y con la colaboración de:

Medardo Cadena

Kelvin Arias

OLACDE

Quito, Ecuador

FECHA de 2026

Tabla de contenido

Del sistema convencional al sistema moderno	3
El control de frecuencia en sistemas dominados por inversores	5
Control de tensión en sistemas dominados por inversores	6
Las protecciones en sistemas dominados por inversores	7
Importancia de los estudios EMT y de los modelos cuasidinámicos	10
Habilitadores regulatorios en la integración de energías renovables a los sistemas de transmisión	12
Panorama regional	15
Comentarios finales	16
Referencias	18

Tabla de figuras

Figura 1 Diagrama de Ishikawa asociado a la integración masiva de la generación eólica y de la solar fotovoltaica.	4
Figura 2 Ejemplo de un flujo de carga cuasiestático con series de tiempo considerando 1440 escenarios de generación y demanda, para un sistema de distribución trifásico y desbalanceado de 900 nodos. El tiempo de cálculo total fue de solo 17 segundos en un computador de escritorio.	11
Figura 3 Comparación entre una simulación RMS y una EMT. Ambos modelos muestran la dinámica del sistema. Sin embargo, la simulación EMT presenta un mayor nivel de detalle.	12

Tabla de siglas y acrónimos

Acrónimo Significado

ALC	América Latina y el Caribe
CO₂	Dióxido de carbono
AC	Corriente alterna
DC	Corriente continua
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensators</i>
AVR	Regulador automático de tensión

Acrónimo Significado

EMT *Electromagnetic Transients*

FNCER Fuentes No Convencionales de Energías Renovables

FENOGE Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía

PINES Proyectos de Interés Nacional y Estratégico

CREG Comisión de Regulación de Energía Gas

UPME Unidad de Planeación Minero Energética

ERNC Energía Renovable No Convencional

Más allá del potencial: retos técnicos de la integración de energías renovables

Beyond the potential: technical challenges of renewable energy integration

Resumen

Las energías eólica y solar fotovoltaica han crecido aceleradamente en América Latina y el Caribe (ALC), presentándose como la gran promesa para enfrentar la crisis climática, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y llegar a zonas aisladas donde la generación convencional no logra llegar. Nuestra región apuesta por reducir las emisiones de CO₂, a pesar de contar con una matriz eléctrica relativamente limpia. Sin embargo, a medida que las fuentes de energía renovable no convencionales aumentan su participación en las redes eléctricas, también emergen nuevos desafíos para la planificación, la operación y el control de los sistemas eléctricos, temas que pocas veces se discuten fuera del ámbito especializado. ¿Cómo mantener la estabilidad de la red en escenarios de alta variabilidad de la generación? ¿Qué estrategias permiten aprovechar los excedentes de generación solar durante períodos de baja demanda? ¿Hasta qué punto pueden las redes actuales absorber energía renovable sin transformaciones profundas en su infraestructura? Este artículo busca responder estas preguntas desde una perspectiva clara y accesible. Nuestro objetivo es analizar los principales aspectos técnicos asociados a la creciente integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos y cómo la ingeniería, la innovación y la planificación buscan abordarlos. Comprender estos desafíos técnicos no solo permite valorar mejor los avances alcanzados, sino también entender las transformaciones necesarias para construir un futuro energético sostenible.

PALABRAS CLAVE: *sistemas dominados por inversores, electrónica de potencia, eólica, solar fotovoltaica, FACTs, restricciones de transmisión, control de frecuencia, control de voltaje, marco regulatorio.*

Abstract

*****Abstract*****

Wind and solar photovoltaic energy have experienced rapid growth across Latin America and the Caribbean (LAC), emerging as key technologies to address climate change, reduce dependence on fossil fuels, and expand electricity access to remote areas where conventional generation remains limited. Although the region already benefits from a relatively clean electricity mix, it is committed to further reducing CO₂ emissions. As the share of non-conventional renewable energy sources continues to increase, new challenges arise for the planning, operation, and control of power systems—issues that are often overlooked outside specialized technical circles. How can power system stability be maintained under conditions of high generation variability? Which strategies can maximize the use of surplus solar generation during periods of low demand? To what extent can existing power grids accommodate increasing shares of renewable energy without significant infrastructure upgrades? This paper addresses these questions from a clear and accessible perspective. Its objective is to examine the main technical aspects associated with the growing integration of renewable energy into power systems and to discuss how engineering, innovation, and system planning are evolving to address them. Understanding these technical challenges not only helps to better understand the progress achieved but also contributes to a broader understanding of the transformations required to build a sustainable energy future.

KEYWORDS: *Inverter-based power systems, power electronics, wind, solar, FACTs, transmission constraints, frequency control, voltage control*

Del sistema convencional al sistema moderno

La denominada "guerra de las corrientes", desarrollada a finales del siglo XIX entre Thomas Alva Edison y George Westinghouse, marcó uno de los hitos más importantes en la evolución de los sistemas eléctricos modernos. El primero defendía sus sistemas de transmisión en corriente continua (DC), mientras que el segundo, respaldado por las patentes de Nikola Tesla, promovía la transmisión en corriente alterna (AC). El tiempo demostró la superioridad técnica de esta última, consolidando a los sistemas AC como el estándar mundial de transmisión eléctrica. El triunfo de la corriente alterna no fue accidental, sino consecuencia directa de dos dispositivos fundamentales: la máquina síncrona y el transformador.

La máquina síncrona constituye una de las formas más eficientes de generación de energía eléctrica a partir de la rotación mecánica. Tanto las centrales hidroeléctricas como las termoeléctricas utilizan máquinas síncronas a gran escala. Una operación síncrona implica que todas las máquinas funcionen a la misma frecuencia: 50 Hz en países como Chile, Paraguay y Argentina, o 60 Hz en Colombia, Ecuador y México.

Por otro lado, la transmisión eficiente de la energía eléctrica requiere minimizar las pérdidas en las líneas. Dado que las pérdidas eléctricas son proporcionales al cuadrado de la corriente, resulta deseable operar a bajas corrientes. Esto se logra incrementando el nivel de tensión. El transformador —segundo elemento fundamental— es el único dispositivo práctico que permite elevar o reducir los niveles de tensión de manera eficiente, lo que hace posible la transmisión de energía eléctrica a largas distancias.

Gracias a la combinación de la generación producida por la máquina síncrona y la transformación de tensión, los sistemas de corriente alterna se consolidaron como uno de los mayores logros de la ingeniería del siglo XX. No obstante, las redes eléctricas modernas incorporan de forma creciente componentes inherentemente asociados a corriente continua, tales como paneles fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento en baterías y enlaces de transmisión en corriente continua (HVDC, *high-voltage direct current*). Asimismo, dispositivos de electrónica de potencia utilizados para el control de potencia reactiva y el soporte de tensión, como los STATCOM (*Static Synchronous Compensators*), emplean enlaces internos en corriente continua para su operación. Las turbinas eólicas requieren también de etapas intermedias de conversión en DC, para adaptar su velocidad de rotación a la velocidad del viento y así conseguir una máxima transferencia de potencia. Así, podríamos afirmar que el sistema moderno es un empate entre Edison y Westinghouse, ya que utiliza componentes tanto de AC como de DC [1].

Como consecuencia de esta evolución tecnológica, emerge un nuevo componente fundamental: **el inversor de potencia**, encargado de interconectar fuentes y dispositivos en DC con la red AC. Debido a la penetración masiva de estos dispositivos, los sistemas eléctricos contemporáneos pueden caracterizarse como sistemas dominados por inversores. Pasar de un sistema dominado por máquinas síncronas a uno dominado por inversores supone un cambio de paradigma en la operación y el control. La operación coordinada de un sistema de esta magnitud representa un desafío tecnológico considerable, que requiere nuevas estrategias de planificación, operación y control. A diferencia de otros sistemas de ingeniería, el sistema eléctrico debe mantener un equilibrio casi instantáneo entre generación y demanda, bajo condiciones cambiantes y ante perturbaciones inevitables, como fallas en equipos, variaciones abruptas de la carga o desconexiones de líneas. La Figura 1 muestra un diagrama de Ishikawa asociado a la integración masiva de fuentes de generación eólica y de solar fotovoltaica. Las siguientes secciones explican cada una de las ramas del gráfico.



Figura 1 Diagrama de Ishikawa asociado a la integración masiva de la generación eólica y de la solar fotovoltaica.

El control de frecuencia en sistemas dominados por inversores

En los sistemas eléctricos convencionales, el control de la frecuencia recae principalmente en las máquinas síncronas. En este contexto, la **inercia** desempeña un papel fundamental para mantener la estabilidad. Vamos por partes: la estabilidad en sistemas eléctricos es la capacidad de mantener la sincronía (básicamente operar en niveles de frecuencia adecuados) y de retornar a una condición de operación aceptable tras una perturbación. Así, un sistema es estable cuando sus variables permanecen acotadas entre límites operativos aceptables. Una frecuencia constante, de 50 ó 60 Hz —de acuerdo con el país—, es un indicador de la operación estable del sistema. Por otro lado, la inercia corresponde a la energía cinética almacenada en las masas giratorias de los generadores síncronos. Dicha energía constituye el primer mecanismo de defensa del sistema frente a perturbaciones, al limitar la velocidad de cambio de la frecuencia. Ante una perturbación, como un cortocircuito o la pérdida súbita de generación, la frecuencia de la red tiende a desviarse. Sin embargo, en sistemas de alta inercia, estas variaciones se producen de forma más gradual, lo que da tiempo para realizar acciones correctivas.

En contraste, el inversor de potencia es un dispositivo electrónico que no posee inercia por sí mismo. Como consecuencia, los sistemas eléctricos modernos, caracterizados por una alta penetración de inversores, pueden presentar niveles bajos de inercia, lo que hace necesario incorporar nuevas estrategias de control y servicios de soporte para mantener un desempeño dinámico adecuado del sistema. No obstante, a pesar de su falta de inercia, los inversores tienen dos características clave que pueden ser aprovechadas: por un lado, son dispositivos altamente flexibles, lo que permite operarlos bajo diferentes esquemas de control. Por otro lado, al ser dispositivos electrónicos, presentan una respuesta dinámica mucho más rápida que los dispositivos electromecánicos, como las máquinas síncronas. Esto permite, en primer lugar, emular el comportamiento dinámico de las máquinas síncronas, mediante un esquema de control llamado **máquina síncrona virtual [2]**. Mediante este esquema de control, el convertidor se comporta como una máquina síncrona, emulando la inercia de forma virtual. Igualmente, el inversor puede emular, de forma virtual, el comportamiento de la impedancia para adaptarse a las condiciones del sistema y alcanzar una operación estable. La respuesta rápida del inversor puede incluir efectos de amortiguamiento que no serían posibles en una máquina síncrona convencional.

No todos los inversores pueden funcionar como máquina síncrona virtual. Para esto, se requieren un control especializado y algunas condiciones físicas adicionales. Aunque la máquina puede emular un comportamiento dinámico de forma virtual, la energía es una propiedad física real que debe provenir de algún elemento almacenador de energía, como por ejemplo una batería. Otra alternativa es operar el sistema por debajo de su capacidad nominal para permitir un control parcial de la potencia inyectada a la red. Esto hace que la emulación de la inercia pueda incidir en el costo del proyecto y, por tanto, deba considerarse incluso en la etapa de diseño y planeación.

Además de las máquinas síncronas virtuales, es necesario desarrollar controles de área amplia que aprovechen las mediciones sincronofasoriales, cada vez más comunes en los sistemas de potencia. Así, los problemas de baja inercia pueden contrarrestarse mediante la respuesta rápida propia de los inversores de potencia y la posibilidad de enviar y recibir información remota para identificar la mejor acción a ejecutar. Este es un ejemplo concreto de la aplicación del concepto de redes inteligentes. En este punto, es importante destacar la relevancia de la soberanía tecnológica en esta capa de control, que constituye el cerebro de la operación de los sistemas dominados por inversores.

Control de tensión en sistemas dominados por inversores

En los sistemas eléctricos convencionales, el control de la tensión (V) a nivel local se ha asociado al control de la potencia reactiva (Q) aportada por las máquinas síncronas. Este control se consigue a través del sistema de excitación del generador, gobernado por el regulador automático de tensión (AVR), el cual se encarga de ajustar la corriente de campo del rotor, en escalas de tiempo del orden de cientos de milisegundos. El ajuste de la excitación no solo permite regular la tensión en los bornes del generador, sino que también determina el intercambio de potencia reactiva con la red. La influencia de la potencia activa sobre la tensión es secundaria, bajo la suposición de redes eléctricamente fuertes, caracterizadas por relaciones $X \gg R$, lo que justifica una relación directa V-Q.

El control de tensión a nivel del sistema también se apoya en otros elementos como pueden ser sistemas de compensación (reactores, SVC / STATCOM, bancos de capacitores), transformadores con cambiadores de taps bajo carga (OLTC). En sistemas clásicos, se considera que la capacidad de cortocircuito SCR es alta y esto se traduce

en que la tensión varía poco ante cambios de carga o generación, además de que pequeñas perturbaciones en P o Q producen cambios mínimos en V .

En contraste con los sistemas con alta penetración de recursos basados en convertidores, la tensión del sistema es muy sensible a variaciones tanto de la potencia activa como de la reactiva. Esta sensibilidad se ve acentuada por la reducción de los niveles de SCR, característica típica de estos sistemas. Adicionalmente, la variabilidad temporal del recurso primario asociado a la generación eólica y solar fotovoltaica, junto con la creciente incorporación de recursos basados en convertidores, exige estrategias más avanzadas de control y coordinación para mantener perfiles adecuados de tensión en el sistema.

Entre los problemas específicos que pueden presentarse en dichos sistemas se encuentran sobretensiones en horas de alta irradiancia y baja demanda de energía, por ejemplo, en horas del mediodía; subtensiones en condiciones de baja generación (horas de la tarde); y oscilaciones rápidas de tensión. Algunos operadores de red ya experimentan estos problemas en Latinoamérica y estos desafíos cobrarán mayor relevancia a medida que continúe la incorporación de nuevas tecnologías como la generación solar fotovoltaica y los vehículos eléctricos.

Estos desafíos pueden abordarse mediante el control y la electrónica de potencia. Los inversores de potencia pueden modificar su potencia reactiva para ajustar los niveles de tensión [3]. Incluso durante las horas de la noche, los inversores pueden operar en un esquema llamado Q-at-night, controlando la tensión de forma similar a como lo hace un STATCOM. No obstante, se requiere una adecuada coordinación entre los operadores de red y los generadores, así como un código de red que promueva la flexibilidad, el control coordinado y la estabilidad. No basta con que exista la tecnología; se requiere una política que promueva su implementación.

Las protecciones en sistemas dominados por inversores

Uno de los principios más importantes, y menos visibles del sistema eléctrico es que se protege a sí mismo. Cuando ocurre una falla, como un cortocircuito en una línea o un equipo averiado, una serie de dispositivos de protección actúan automáticamente para aislar la parte afectada en cuestión de milisegundos. Gracias a ello, el resto del sistema continúa operando con normalidad y se evita que el problema se propague.

En los sistemas de distribución convencionales, este proceso es relativamente sencillo porque las protecciones se basan en un principio físico muy claro: las fallas eléctricas producen corrientes muy altas. Los relés detectan ese aumento de corriente y ordenan abrir el interruptor correspondiente. Este esquema ha funcionado durante décadas porque las redes estaban alimentadas principalmente por máquinas síncronas, capaces de suministrar corrientes de cortocircuito muy elevadas.

A medida que las redes eléctricas incorporan una mayor participación de recursos energéticos distribuidos conectados mediante inversores, los principios tradicionales de protección requieren evolucionar para responder a nuevas condiciones de operación. [4].

Como se mencionó anteriormente, un inversor electrónico no está diseñado para entregar grandes corrientes de cortocircuito. De hecho, sus sistemas de protección internos limitan la corriente típicamente a valores apenas superiores a la corriente nominal del equipo (por ejemplo, entre 1.1 y 1.2 veces su valor nominal). Esto significa que, ante una falla, la corriente que circula puede ser demasiado pequeña para que las protecciones tradicionales la reconozcan. En otras palabras: la corriente puede resultar insuficiente para que los esquemas convencionales de protección la detecten adecuadamente

Este fenómeno reduce la sensibilidad de las protecciones. Un relé que antes detectaba con facilidad una falla ahora puede tardar más en reaccionar o, en el peor de los casos, no reaccionar en absoluto.

El problema no se limita al valor de la corriente. En redes con generación distribuida, la energía ya no fluye en un solo sentido (desde la subestación hacia los usuarios), sino en múltiples direcciones. Esto implica que, durante una falla, la corriente puede circular en sentidos opuestos a los previstos en el diseño original de la protección.

Esto afecta la selectividad del sistema de protección, es decir, su capacidad de aislar únicamente la zona fallada. Como resultado, pueden producirse aperturas innecesarias de interruptores en zonas sanas de la red, dejando sin servicio a usuarios que no estaban involucrados en la falla.

En algunos casos, ocurre un efecto aún más contra intuitivo, un fenómeno conocido en la literatura técnica como 'cegamiento de las protecciones'. Cuando un generador distribuido contribuye a la falla desde un punto cercano, parte de la corriente de cortocircuito deja de pasar por el relé que debería detectarla. Desde la perspectiva del

relé, la corriente incluso puede disminuir respecto a la condición sin generación distribuida. Es decir, la creciente incorporación de generación distribuida modifica las condiciones de operación para las cuales fueron concebidos muchos esquemas convencionales de protección, por lo que resulta necesario adaptar sus criterios de detección y coordinación para mantener un desempeño adecuado ante fallas.

Muchas redes de distribución en Latinoamérica utilizan fusibles y esquemas de re-cierre automático, los cuales están diseñados bajo el supuesto de corrientes de falla elevadas. En presencia de inversores, estos dispositivos pueden requerir ajustes en sus criterios de coordinación. Un fusible puede no fundirse porque la corriente es baja; un re-cierre automático puede volver a energizar una zona que aún presenta una condición anormal. Esto genera conflictos entre la filosofía clásica de protección y las nuevas condiciones operativas de las redes activas de distribución y las microrredes.

La situación adquiere una complejidad adicional cuando una microrred se desconecta de la red principal y opera en modo isla. En este escenario desaparece la gran contribución de la corriente de cortocircuito proveniente del sistema de potencia principal. Las fallas ahora se alimentan únicamente de inversores con corriente limitada.

Bajo estas condiciones, muchas de las configuraciones de protección que funcionan correctamente cuando la microrred está conectada a la red principal dejan de ser adecuadas en modo isla.

La respuesta a estos desafíos no pasa por un único dispositivo, sino por un cambio de enfoque en la filosofía de protección. Entre los cambios que deben realizarse se destacan los siguientes:

- Uso de protección direccional en lugar de relés de sobrecorriente simples.
- Incorporación de variables adicionales como caídas de tensión, variaciones de frecuencia y su tasa de cambio para detectar fallas.
- Implementación de protecciones adaptativas, cuyos ajustes cambian dinámicamente según la cantidad y el tipo de recursos conectados a la red.
- Coordinación entre las protecciones del alimentador, de la microrred y de los propios recursos energéticos distribuidos.

- En algunos casos, incluso la incorporación de dispositivos capaces de suministrar corrientes de cortocircuito artificiales (como volantes de inercia y supercapacitores) implica inversiones adicionales que deben ser consideradas durante la planificación del sistema.

La evolución de los sistemas de protección ha acompañado históricamente el desarrollo de los sistemas eléctricos. La creciente incorporación de recursos basados en inversores representa una nueva etapa de esa evolución tecnológica y requiere adaptar los criterios tradicionales de protección a las nuevas características operativas de las redes.

Importancia de los estudios EMT y de los modelos cuasidinámicos

El flujo de carga y los modelos fasoriales o RMS son dos de las herramientas más utilizadas para analizar la integración de nuevos componentes en los sistemas eléctricos de potencia. No obstante, estas herramientas resultan insuficientes ante la masificación de dispositivos basados en electrónica de potencia. La dinámica rápida de dichos dispositivos, así como la variabilidad de los recursos primarios hacen imprescindible el uso de flujos de carga cuasi-estáticos con series de tiempo —también llamado cuasidinámico— en reemplazo del flujo de carga convencional y simulaciones de transitorios electromagnéticos o EMT por sus siglas en inglés (*Electromagnetic Transients*), como complemento a las simulaciones RMS.

Mientras que el flujo de carga convencional permite analizar los voltajes, corrientes y pérdidas del sistema en un solo punto de operación, el flujo de carga cuasidinámico evalúa las mismas variables en un rango de tiempo de al menos un día, con distintos grados de discretización. Esto es particularmente importante en sistemas de distribución con alta penetración de generación solar fotovoltaica, donde, como se mencionó anteriormente, se presentan diferentes proporciones de generación y demanda a lo largo del día, que pueden inducir sobretensión en algunos instantes y subtensión en otros. Mantener un factor de potencia constante a lo largo del día en cada uno de los recursos distribuidos no es una opción viable en estas condiciones de alta variabilidad. La Figura 2 muestra el resultado de un flujo de carga cuasidinámico tomado de [5]. Investigaciones recientes demuestran que se pueden alcanzar tiempos de cálculo realmente bajos a pesar de la complejidad del problema y del número de escenarios. En este caso, el algoritmo se implementó en el lenguaje de programación

Julia en un computador de escritorio con procesador Intel(R) Core(TM) i7-8700 CPU a 3.20 GHz.

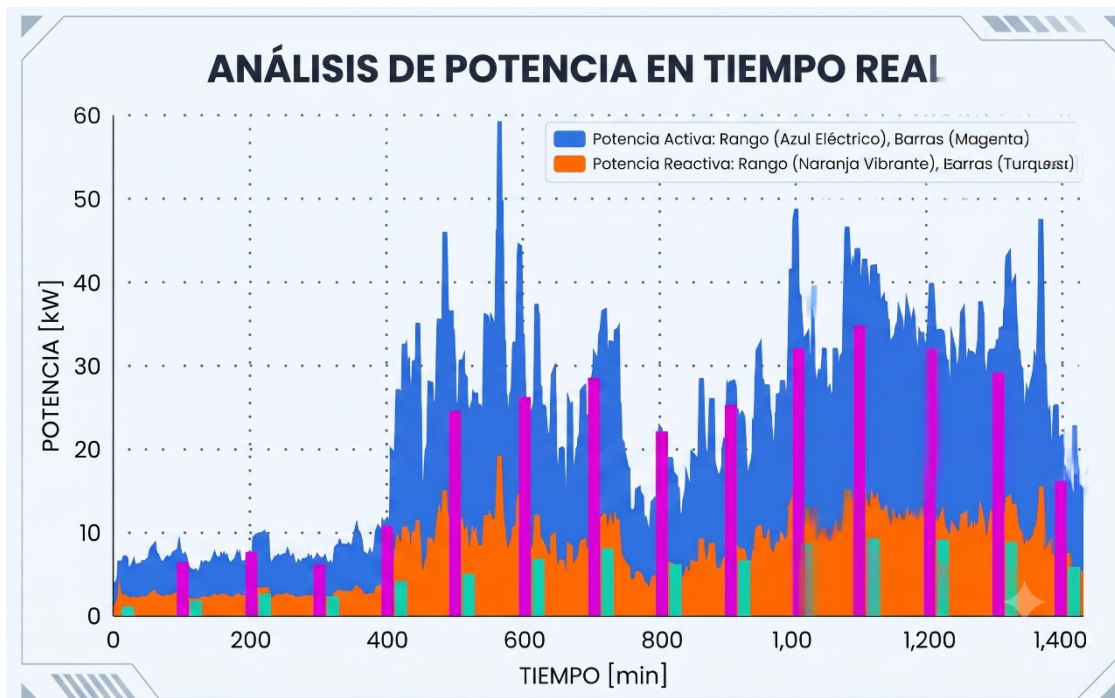


Figura 2 Ejemplo de un flujo de carga cuasiestático con series de tiempo considerando 1440 escenarios de generación y demanda, para un sistema de distribución trifásico y desbalanceado de 900 nodos. El tiempo de cálculo total fue de solo 17 segundos en un computador de escritorio. Tomado de [5]

Por otro lado, la dinámica rápida de los controles asociados a los inversores de potencia, así como su posible interacción con otros controles, hace necesario el uso de simulaciones que incluyan un mayor grado de detalle. Es allí donde entran las simulaciones del tipo EMT. Programas como PSCAD ofrecen un complemento a los estudios convencionales al mostrar estas dinámicas. A diferencia de los modelos RMS, los estudios EMT modelizan el sistema considerando la dinámica rápida de cada una de las inductancias y capacitancias del sistema, así como la conmutación de los IGBTs en los inversores y los controles asociados. Esto conlleva un tiempo de cálculo mayor y un esfuerzo significativo en la construcción del modelo. Algunos fabricantes ofrecen modelos de sus dispositivos, pero en otros casos es necesario construirlos desde cero. La figura 3 muestra una comparación entre una simulación RMS y una EMT del mismo sistema.

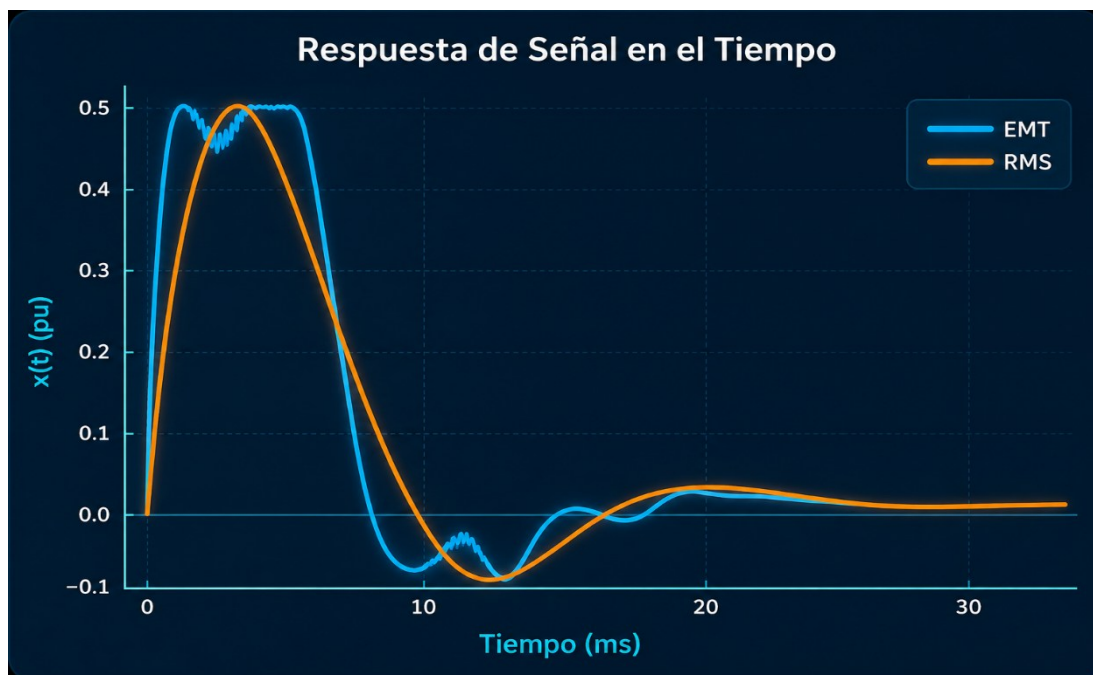


Figura 3 Comparación entre una simulación RMS y una EMT. Ambos modelos muestran la dinámica del sistema. Sin embargo, la simulación EMT presenta un mayor nivel de detalle.

No obstante, es clave destacar que estos modelos son un complemento, más no un reemplazo de los métodos y modelos existentes. Unas y otras pueden ser vistas como unos lentes bifocales: mientras las simulaciones RMS permiten ver a lo lejos, es decir, al sistema como un todo, las simulaciones EMT permiten ver de cerca, es decir, con un nivel de detalle superior, pero solamente en la zona en donde será ubicado el nuevo dispositivo.

Habilitadores regulatorios en la integración de energías renovables a los sistemas de transmisión

En América Latina y el Caribe la abundancia de recursos solares, eólicos, hidráulicos y otros que hacen parte de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCR) ha generado un interés creciente en integrar la energía eléctrica producida por estas fuentes en redes eléctricas tradicionales dominadas por combustibles fósiles. La regulación desempeña un papel clave al crear marcos legales claros, atraer inversión, definir metas de participación de las fuentes renovables y facilitar la integración técnica y económica de estas fuentes en los sistemas eléctricos. Cada país de la región ha ido

ajustando sus leyes para avanzar en un modelo de transición energética que cumpla con los compromisos ambientales que se han fijado en diferentes acuerdos. Para ello ha sido necesario establecer habilitadores regulatorios, que van desde la forma en que se adjudican los puntos de conexión para los promotores de proyectos hasta ajustes en los procesos de subasta y en la actualización de los reglamentos técnicos [6].

El caso colombiano es bastante interesante para la región, ya que en los últimos años ha experimentado un crecimiento significativo en la incorporación de energía solar a la matriz eléctrica. Desde la ley 1715 de 2014 donde se introdujeron los incentivos tributarios para proyectos que inviertan en energías limpias y se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), pasando por la ley 2099 de 2021 que Introduce la figura de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINES) para agilizar permisos e incentivos y el Conpes 4075 de 2022 que establece los estratégicos que buscan incrementar la seguridad energética para el país; además la ley 2294 de 2023 incorpora la transición energética en el Plan Nacional de Desarrollo y deja en firme el concepto de comunidades energéticas; este último desarrollado con más detalle por la Comisión de Regulación de Energía Gas (CREG) en su resolución 101 072 de 2025. Esta nueva regulación se ha articulado también con la expansión de la red de transmisión, la cual es fundamental para la entrada en operación de los nuevos proyectos de generación. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha promovido el slogan “Sin transmisión no hay transición” y esto se hace evidente en mega proyectos como “Colectora” que interconectará el potencial generador de energía eléctrica renovable de La Guajira, con el resto del país, y el avance en los términos de referencia para la convocatoria de la primera línea HVDC que tendrá Colombia [7].

En conjunto, estas medidas reflejan una evolución regulatoria orientada a acompañar la expansión de las energías renovables mediante el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y la incorporación de nuevas herramientas para la planificación del sistema.

El caso chileno también es de alto interés para la región; este país ha trazado su ruta hacia la descarbonización mediante un sólido marco normativo y estratégico. Este camino empezó con la Ley de Energías Renovables de 2008 (Ley 20.257), que estableció una cuota mínima obligatoria de 10% de generación mediante fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) para 2020, meta que fue aumentada al 20% para 2025 en 2013. Posteriormente, la Política Energética 2050, publicada en 2015

y actualizada en 2022, estableció metas a largo plazo para una matriz energética sostenible. A ello se suma la Ley Marco de Cambio Climático de 2022, que establece como obligación legal la carbononeutralidad para 2050. Todas estas políticas han permitido que para el año 2025 la energía hidroeléctrica y la solar generen un 28% y un 24% respectivamente dentro de su matriz eléctrica [8]. La energía eólica también contribuye de manera significativa con cerca del 13%. En cuanto a los combustibles fósiles, generan casi el 30% de la electricidad, con el carbón y el gas contribuyendo de manera similar, alrededor de un 14% cada uno, y el petróleo representando una fracción mínima, apenas poco más del 1%. En infraestructura eléctrica para la transmisión de la energía, Chile ha tenido también importantes avances, y es importante destacar su primera línea HVDC, el proyecto Kimal-Lo Aguirre que se espera entre en operación en el año 2029 y que comprende 1350 kilómetros entre Antofagasta y Santiago.

Como se ha señalado anteriormente, la creciente participación de recursos con disponibilidad variable plantea nuevos requerimientos para la operación del sistema eléctrico, lo que ha impulsado el desarrollo e incorporación de tecnologías que fortalecen su estabilidad y flexibilidad. Una de las tecnologías que contribuye a responder a estos nuevos requerimientos operativos es la de los compensadores síncronos, que permiten integrar las fuentes renovables de manera confiable en la red eléctrica. Estos dispositivos regulan el voltaje y estabilizan la red eléctrica, contribuyendo a fortalecer un suministro eléctrico confiable. Contribuyen a mejorar la estabilidad del sistema y a fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico." [9]. En Chile, Brasil y Colombia ya avanzan los procesos de adjudicación, los cuales se hacen por convocatoria pública, de este tipo de dispositivos.

Finalmente, cabe mencionar algunos de los avances que ha tenido Brasil en el marco regulatorio de energías renovables en la región. En el año 2025 se sancionó la Ley No. 15097 de Energía Offshore, que regula el suministro y la concesión de áreas para la exploración de proyectos de generación eléctrica marina, por lo que el avance de parques eólicos fuera de la costa parecería estar cada vez más cerca. En el año 2024 se decretan las leyes 14.948 y 14.990 que establecen el marco legal para el hidrógeno con bajas emisiones de carbono.

Los avances en investigación en el área de energías renovables en ALC son evidentes, y estos deben articularse con la actualización del marco regulatorio y normativo para garantizar que la Transición Energética sea una realidad y que el camino hacia la carbononeutralidad sea cada vez más claro.

Panorama regional

La introducción de recursos basados en inversores es creciente en ALC y se ha acelerado en los últimos años. Resaltamos los casos de Colombia, Perú, Chile, Brasil y Uruguay por ser altamente representativos para la región: En Colombia se destacan los STATCOM de Bacata y la introducción de más de una decena de dispositivos *SmartValve* de compensación serie. En cuanto a generación solar fotovoltaica, se tienen instalados más de 2 GW de generación solar y un potencial de más de 30 GW en generación eólica. Muchas centrales son de menos de 10 MW, en parte debido a los retos asociados a las licencias ambientales y consultas previas en para proyectos de mayor escala. Esto significa que la mayoría de inversores son seguidores de red. Sin embargo, el sistema está avanzando hacia una mayor penetración de recursos integrados con formadores de red. Recientemente, se ha propuesto un esquema de pruebas de conexión para convertidores formadores de red [10]. De otro lado, Perú aspira a duplicar su capacidad solar fotovoltaica, la cual alcanzaría 2.4 GW, mientras que la eólica se mantendría en 1.02 GW [11]. Esto demuestra una creciente penetración de estas tecnologías.

A diferencia de Colombia, en Perú se destacan los proyectos de gran escala, especialmente en el caso eólico. Chile constituye uno de los referentes regionales en la integración de recursos basados en inversores y sistemas de almacenamiento con batería. Esto, debido al enorme potencial de generación solar fotovoltaica, especialmente en el norte del país. Uno de los primeros sistemas de almacenamiento por baterías de la región se contribuyó precisamente en Chile hace más de 15 años [12]. Brasil también ha experimentado un crecimiento acelerado de recursos basados en inversores, principalmente debido a la expansión de la generación eólica y solar en su sistema eléctrico. Brasil ya cuenta con experiencia al tener sistemas de transmisión HVDC y una infraestructura tecnológica adecuada para la introducción de nuevas fuentes de generación. Finalmente, Uruguay se destaca por su alta penetración de energías renovables, especialmente eólica, lo que ha llevado a una creciente presencia de recursos basados en inversores en su sistema eléctrico. Esta transformación ha permitido una matriz energética más limpia y diversificada, aunque también ha requerido la incorporación de nuevas estrategias de operación y control propias de sistemas con una elevada participación de recursos renovables.

En conjunto, estas experiencias reflejan la diversidad de enfoques adoptados por los países de América Latina y el Caribe para integrar recursos basados en inversores, así

como la creciente incorporación de nuevas tecnologías, herramientas de operación y marcos regulatorios que acompañan esta transformación.

Comentarios finales

La experiencia internacional demuestra que la creciente participación de recursos basados en inversores constituye una de las transformaciones tecnológicas más importantes que han experimentado los sistemas eléctricos en las últimas décadas. Diversos países ya operan con elevados niveles de generación renovable manteniendo adecuados estándares de seguridad y confiabilidad, gracias a la incorporación de nuevas tecnologías, marcos regulatorios y estrategias de planificación y operación. En este contexto, los aspectos abordados en esta Nota Técnica deben entenderse como parte de la evolución natural de los sistemas eléctricos modernos y de las capacidades que requieren para acompañar esta transformación.

La creciente incorporación de recursos basados en inversores, dispositivos que se encargan de convertir sistemas DC en AC, constituye uno de los rasgos distintivos de la evolución reciente de los sistemas eléctricos. Esta transformación modifica dinámica de los sistemas eléctricos y hace necesario incorporar nuevas estrategias de control, operación y planificación para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema. Para abordar este desafío se requieren cambios estructurales en la forma de controlar y operar el sistema. La inercia puede ser emulada en un inversor, pero la energía necesaria para emular dicha inercia debe provenir de un elemento almacenador de energía (baterías) o bien de derratear el convertidor. En cualquier caso, estas capacidades deben ser consideradas desde las etapas de planeación y evaluación económica de los proyectos. Igualmente, es necesario incluir etapas de control coordinado de área amplia para responder más rápidamente a los cambios dinámicos. Estas nuevas capacidades también requieren inversiones adicionales que deben ser consideradas durante la planificación del sistema.

De otro lado, el sistema eléctrico siempre se ha protegido según las leyes de la física. En sistemas con una elevada participación de la electrónica de potencia, esas leyes ya no se manifiestan de la misma manera. Por ello, las protecciones deben volverse más inteligentes, más coordinadas y más adaptativas. Así, la integración masiva de energías renovables no solo exige nuevos controles de frecuencia y tensión, sino también la

adaptación de los esquemas de protección para detectar y aislar las fallas bajo las nuevas condiciones de operación del sistema. Este es uno de los retos técnicos menos visibles, pero más críticos, en la transición hacia redes eléctricas modernas y sostenibles.

En ALC, los desafíos técnicos asociados a la transición energética —como la baja inercia derivada de la alta penetración de generación basada en electrónica de potencia, la necesidad de esquemas de protección adaptativa, la realización de estudios electromagnéticos transitorios (EMT) y la modernización de los marcos regulatorios— no se presentan en abstracto, sino en sistemas eléctricos con características estructurales propias de la región: redes extensas y radiales que cubren grandes territorios con baja densidad de carga, una marcada dependencia hidroeléctrica, limitaciones históricas en infraestructura de transmisión que restringen la integración eficiente de nuevas fuentes renovables.

Finalmente, es importante destacar que existe una clara diferencia entre entender y aplicar un conocimiento. Nuestra sociedad puede tener acceso a conocimientos ya descubiertos y aun así no crecer, si no entiende suficientemente esos conocimientos como para adaptarlos a nuestra realidad, combinarlos y mejorarlos. Implementar sin entender suele llevar a copias rígidas, baja capacidad de adaptación y, sobre todo, dependencia tecnológica. Por ello, es clave desarrollar programas de investigación que resulten en herramientas de análisis adaptadas a las necesidades de ALC. Desde modelos matemáticos hasta herramientas de software e incluso de electrónica de potencia. Como ya mencionamos, los tres componentes clave de un sistema eléctrico moderno son la máquina síncrona, el transformador y el inversor de potencia. Podríamos añadir un cuarto y quinto componente si incluimos el control coordinado y las protecciones. ALC ya cuenta con un sólido ecosistema empresarial para el diseño, la construcción y la puesta en marcha de transformadores y generadores. Sin embargo, la región está llamada a avanzar en el desarrollo de una industria regional orientada a la electrónica de potencia y al control y protección de área amplia. Esto es clave no solo para obtener algún grado de soberanía tecnológica, sino también para fortalecer las capacidades tecnológicas regionales, promover la cooperación técnica entre los países y mejorar la competitividad de las empresas para una transición energética más segura y sostenible.

Referencias

- [1] Alejandro Garcés, Modeling, Operation, and Analysis of DC Grids, Academic Press, 2021, Pages v-ix, ISBN 9780128221013, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822101-3.00004-6>.
- [2] Salvatore D'Arco, Jon Are Suul, Olav B. Fosso, A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids, Electric Power Systems Research, Volume 122, 2015, Pages 180-197, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.001>.
- [3] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- [4] N. D. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, Mar. 2014, ISBN: 978-1-118-72068-4.
- [5] Jhon Torres-Ladino, Walter Gil-González, Alejandro Garcés-Ruiz, An efficient Wirtinger calculus-based algorithm for quasi-dynamic power flow analysis in distribution grids, Electric Power Systems Research, Volume 243, 2025, 111506, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2025.111506>.
- [6] "Integración energética y transición justa en América Latina y el Caribe: oportunidades y desafíos hacia 2050," Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 7 Oct. 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.cepal.org/es/enfoques/integracion-energetica-transicion-justa-america-latina-caribe-oportunidades-desafios-2050>. [Accedido: 28/01/2026].
- [7] UPME, (2025, Enero), "Resiliencia energética: Acciones para la entrada en operación de proyectos de generación FNCER"[Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Territorial_6GW.pdf
- [8] UPME, (2024, Octubre), "Compensadores síncronos como elemento de Flexibilidad en la Transición Energética" [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Territorial_6GW.pdf

[9] Transforma Global. (2025). *Evaluación del progreso hacia una transición energética justa en Chile. Resumen país: Así va la energía.*
https://asivalaenergia.transforma.global/wp-content/uploads/2025/09/2025_Reporte-de-Chile-Asi-va-la-energia.pdf

[10] XM - Centro Nacional de Despacho. Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Disponible en:
https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/XM%20Propuesta%20de%20Requisitos%20Grid%20Forming%20en%20el%20SIN%20-%20Colombia_V1%203.pdf

[11] Peru plans to double its solar capacity and reach more than 3 GW of installed renewables by 2026. Artículo de Energía estratégica.
<https://www.energiaestrategica.com/energiaestrategica/en/notes/peru-preve-duplicar-su-capacidad-solar-y-alcanzar-mas-de-3-gw-renovables-instalados-en-2026>

[12] El proyecto en Chile que ayudó a popularizar las baterías de almacenamiento de energía. Artículo del New York Times.
<https://www.nytimes.com/es/2025/12/05/espanol/negocios/chile-baterias-energia-eolica-solar.html>



@olacde



olacde.org