

RESUMEN EJECUTIVO DSO BRIEF

Generación distribuida: Hacia un modelo regulatorio sostenible para la distribución eléctrica





EDITORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca
Gómez, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

Daitshon Emerson Alata Ramos, Óscar Aldana,
Dimitri Barros Pereira de Oliveira, Claudio
Bulacio, Roman Buñay, Benjamín Dahrouge,
Alfredo Gallegos, Jose Saul Guirola Argueta,
Amanda Lacerda Prado, Jorge Mario Mijangos
Rivas, Ednelson de Moraes, Mariano Nasarov,
Edgar Armando Pérez Santos, María José
Pérez Vanmorlegan, Aldo de Jesus Pessanha,
Rodolfo Rennins, Hans Rother Salazar, Ernesto
San Miguel, Donald Villegas Barrantes.





01

LA GD Y SUS IMPACTOS SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En América Latina y el Caribe, la expansión de la Generación Distribuida (GD) se acelera al ritmo de la caída de los costos tecnológicos, la creciente conciencia ambiental y la voluntad de los usuarios de tomar un rol activo en la gestión de su energía. Además, su modularidad —la capacidad de crecer mediante unidades pequeñas y replicables, adaptándose a distintos tamaños de usuario y niveles de demanda— le ha convertido en una tecnología accesible, flexible y expansiva, capaz de integrarse tanto en una vivienda como en un complejo industrial o comunitario.

Esta accesibilidad ha democratizado la producción de energía, pero también está transformando las redes pasivas en sistemas activos, donde pequeños generadores, baterías e inversores interactúan simultáneamente, creando desafíos de planificación, control y estabilidad. Como fuente de flexibilidad, la GD permite gestionar la variabilidad de la generación renovable y de la demanda eléctrica, suavizando picos de carga y aliviando la congestión de red gracias a su proximidad al consumo. En términos de resiliencia, la GD refuerza la capacidad de respuesta del sistema frente a fallas o contingencias. Finalmente, la GD puede contribuir a la equidad energética, al facilitar el acceso a energía limpia y asequible para sectores vulnerables y comunidades rurales.

A pesar de sus beneficios, la expansión de la GD plantea una serie de desafíos técnicos, operativos y regulatorios que redefinen el papel de las distribuidoras. La intermitencia inherente a las fuentes renovables y la creciente bidireccionalidad de los flujos eléctricos complican la planificación y el control de las redes de baja tensión, donde se concentran la mayoría de las conexiones. En el plano técnico, las distribuidoras ya observan alteraciones significativas en los perfiles de tensión, congestión de activos y fallas en los sistemas de protección. La generación distribuida provoca inversiones de flujo en transformadores y alimentadores, sobre-tensiones locales durante las horas de máxima inyección y fluctuaciones rápidas de tensión asociadas a la intermitencia solar, lo que exige reguladores más sofisticados y una gestión de voltaje en tiempo real. A ello se suman sobrecargas en conductores y transformadores de baja tensión, incrementos de armónicos por inversores de baja calidad y dificultades crecientes en la coordinación de protecciones y maniobras seguras de mantenimiento. Estas condiciones, antes marginales, se están volviendo recurrentes y confirman que la generación distribuida no es inocua para la red: su integración implica costos de refuerzo, monitoreo y digitalización que deben ser reconocidos si se busca mantener la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. A ello se suma la aparición de instalaciones no declaradas o fuera de norma, que operan sin registro ni certificación y agravan los riesgos técnicos y de seguridad, al introducir inyecciones no supervisadas y dificultar la planificación de la red.

En el plano económico, surgen tres impactos principales derivados de la expansión de la GD. El primero es la reducción de la energía facturada, producto del autoconsumo y de los esquemas de compensación energética, lo que disminuye directamente los ingresos disponibles para cubrir los costos fijos de la red, que permanecen inalterados. Este efecto es especialmente visible en la migración de grandes clientes hacia la autogeneración, que reduce la base de usuarios sobre la cual se amortizan las inversiones en infraestructura. El segundo impacto es el aumento de los costos operativos y de capital no reconocidos, aso-

ciados a la necesidad de reforzar redes, modernizar la medición y el control e implementar tecnologías de gestión bidireccional, inversiones que no siempre encuentran reflejo en las estructuras tarifarias vigentes. Finalmente, la combinación de menores ingresos y mayores costos genera un desequilibrio financiero que pone en riesgo la sostenibilidad del negocio de distribución, particularmente en aquellos marcos regulatorios que aún no reconocen estas nuevas funciones y responsabilidades. Sin un diseño tarifario adaptado que diferencie claramente la remuneración por el uso de la red respecto de la venta de energía, la expansión de la generación distribuida puede comprometer la capacidad de las distribuidoras para sostener la calidad, la seguridad y la modernización del sistema eléctrico.



02

ENFOQUES REGULATORIOS PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GD

La regulación una función habilitante y protectora respecto de la integración de la GD, al establecer condiciones para la conexión, operación y valoración de estos recursos, y al resguardar que la modernización de la red avance de manera segura y coherente con las capacidades reales de distribución. El análisis muestra que la regulación de la GD se estructura en torno a seis pilares que definen su alcance y funcionamiento. Un primer componente es la segmentación de la GD según su capacidad instalada que permite asignar a cada categoría requisitos técnicos y administrativos acordes a su magnitud e impacto potencial. Este enfoque permite reducir barreras de entrada para las instalaciones pequeñas, y habilita evaluaciones más rigurosas en los proyectos de mayor capacidad. Este enfoque escalonado refleja el principio de proporcionalidad: exigir a cada proyecto un nivel de análisis coherente con su impacto potencial sobre la red. De este modo se facilita la masificación ordenada de la GD pequeña escala y protege la estabilidad del sistema frente a instalaciones que pueden impactarlo de manera significativa.

Un segundo eje es el diseño de mecanismos de participación económica de la GD e y la forma en que se remuneran los excedentes que pueden inyectar a la red. La regulación tiende a organizar estos mecanismos en tres grandes categorías: la primera corresponde a los proyectos orientados al autoconsumo, en los que se prohíbe la inyección de energía a la red. La segunda corresponde a los proyectos con venta de excedentes. Dentro de este esquema predominan dos modalidades: medición neta (net metering), en la que el excedente inyectado se abona en créditos de energía (kWh) al usuario-generador. Este modelo equipara el valor de la energía inyectada al de la energía consumida, lo que tiende a subvalorar el uso de la infraestructura de distribución y los servicios auxiliares, y puede derivar en subsidios cruzados desde los usuarios que no generan hacia los que sí lo hacen, dado que los primeros terminan asumiendo una proporción mayor de los costos fijos de la red. La segunda es la facturación neta (net billing), en la que la energía vertida a la red se valora a un valor menor que la tarifa, reflejando los costos de transporte, respaldo y gestión que implica atender al usuario. Además de estos esquemas, los proyectos de GD de mayor tamaño suelen tener la opción de participar en el mercado mayorista o mediante contratos bilaterales, sujeto al cumplimiento de requisitos adicionales. Finalmente, la tercera categoría corresponde a los proyectos que participan directamente en el mercado eléctrico, manteniendo su condición de GD, pero operando bajo un esquema similar al de las plantas convencionales.

Un tercer eje regulatorio se refiere a las condiciones técnicas de conexión bajo las cuales la GD puede integrarse a la red, y que buscan asegurar que cada proyecto cumpla los requisitos necesarios para garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema; requisitos que se ajustan a la escala e impacto potencial de cada instalación. La regulación se apoya en cuatro instrumentos principales, cuyos requisitos se adaptan a la magnitud e impacto de cada proyecto. El procedimiento de conexión, ordena administrativamente el ingreso de nuevas instalaciones, definiendo etapas, plazos y verificaciones. Los estudios eléctricos permiten a la distribuidora evaluar la viabilidad técnica de cada proyecto; en la pequeña escala se reemplazan por límites de capacidad o criterios simplificados, mientras que en la mediana y gran escala exigen modelaciones de flujo de carga, cortocircuito, tensión y protecciones, pudiendo condicionar la conexión a refuerzos de red. El contrato de conexión

formaliza la relación operativa y comercial entre el generador y la distribuidora, precisando las responsabilidades y costos asociados a la medición, los refuerzos, el mantenimiento y la eventual desconexión. Finalmente, los sistemas de protección y medición aseguran la operación segura y transparente de la instalación. En la pequeña escala suelen bastar inversores certificados con funciones anti-isla y medidores bidireccionales básicos, mientras que en la mayor escala se requieren protecciones ajustadas, telecontrol y sistemas de monitoreo.

El cuarto eje se refiere las responsabilidades administrativas, técnicas, operativas y de supervisión de las distribuidoras. En el plano administrativo, deben gestionar las solicitudes de conexión, mantener registros actualizados de los generadores y publicar información, como mapas de capacidad disponible o listados de equipos homologados. En el ámbito técnico-operativo, se encargan de evaluar la factibilidad de cada proyecto, verificar el cumplimiento normativo, inspeccionar instalaciones y, cuando sea necesario, limitar o desconectar generadores que comprometan la seguridad de la red. En materia de puesta en servicio y operación, deben coordinar maniobras, validar pruebas y asegurar que las instalaciones cumplan los estándares para permitir la inyección segura de energía. En materia de medición y liquidación, asumen la instalación, operación y mantenimiento de sistemas de medición bidireccionales, así como el procesamiento y valorización de los datos para su facturación. Finalmente, en el plano de supervisión regulatoria tienen la responsabilidad de hacer cumplir las normas de GD, reportando al regulador sobre la capacidad conectada y su desempeño, realizando inspecciones para verificar que las instalaciones mantengan las condiciones aprobadas y, en caso de anomalías graves, suspendiendo la inyección del generador hasta que se subsanen las faltas.

El quinto eje regulatorio se refiere a las restricciones de conexión, que delimitan las condiciones bajo las cuales las distribuidoras pueden aceptar, condicionar o postergar la incorporación de nueva GD. En la práctica, estas limitaciones responden a tres ámbitos principales. Las restricciones técnicas tienen como propósito asegurar que toda conexión sea compatible con la red, mantenga los parámetros técnicos del sistema y no introduzca distorsiones o inestabilidades. Las restricciones por seguridad operativa están orientadas a resguardar la integridad física de la red, del personal y de los usuarios, previniendo situaciones como islas no intencionales o retroalimentaciones peligrosas. Finalmente, las restricciones asociadas a la capacidad de red evitan la saturación de la infraestructura, apoyándose cada vez más en metodologías de estimación de capacidad. Este enfoque permite a las distribuidoras autorizar, condicionar o diferir conexiones con criterios objetivos, y fomenta la transparencia mediante la publicación de mapas de capacidad o indicadores equivalentes.

El sexto eje se refiere a los mecanismos de asignación y recuperación de costos asociados a la integración de la GD. Para abordar esta cuestión, los reguladores suelen aplicar tres enfoques complementarios. El primero es la asignación directa de costos al generador, conforme al principio de causalidad: cada proyecto debe financiar las obras, equipos o adecuaciones que su conexión requiera. El segundo enfoque aborda los costos sistémicos o compartidos que surgen cuando la expansión de la GD obliga a modernizar infraestructura, plataformas de monitoreo, automatización o refuerzos de redes; estos gastos, al no ser atribuibles a un proyecto, se reconocen a través de tarifas o mediante cargos por uso de red o servicios de respaldo. Finalmente, algunos marcos incorporan mecanismos de asignación según impacto, que ajustan la compensación según el efecto que cada proyecto tiene sobre la red, premiando a quienes reducen pérdidas o alivian la carga del sistema y exigiendo una contribución a quienes la incrementan.

03

PANORAMA REGIONAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD ha pasado de ser una opción incipiente a convertirse en uno de los principales vectores de crecimiento del sector eléctrico regional. En 2024, la capacidad instalada en los nueve países representados en ADELAT supera los 39 GW. Brasil explica cerca del 85% del total regional, seguido por Chile, Colombia y Costa Rica.

Parámetros normativos del régimen de generación distribuida en países seleccionados de América Latina (2024)

País	Capacidad GD instalada (2024)	% total	Marco regulatorio (año)	Umbral superior de potencia en el régimen de GD	Esquema de remuneración de excedentes predominante
Argentina	59 MW	0,1 %	Ley 27.424 (2017)	12 MW	Net billing
Brasil	35.600 MW	15 %	Ley 14.300 (2022)	5 MW	Net metering
Chile	4.300 MW	12 %	Ley 20.571 (2012, modificada en 2018)	9 MW*	Net billing
Colombia	487 MW	2 %	CREG 030 (2018) y CREG 174 (2021)	5 MW*	Net billing
Costa Rica	100 MW	3 %	Reglamento GD ARESEP (2019–2022)	5 MW	Net billing
Ecuador	60 MW	1 %	ARCONEL 005 (2024) y Código Conexión (2024)	10 MW*	Net metering
El Salvador	340 MW	12 %	Reglamento UPR SIGET (2017)	No definido	Net billing
Guatemala	210 MW	6 %	NTGDR (2014)	5 MW	Net metering
Perú	N/D	N/D	Ley N.º 28.832 (2006)	Por definir	Por definir

*: En estos países, existen segmentos dentro del régimen de generación distribuida que, aunque no acceden a tarifas reguladas (net billing o net metering), siguen siendo legalmente reconocidos como generación distribuida y participan en el mercado mayorista o mediante contratos bilaterales.

Las empresas que operan con marcos normativos consolidados tienden a registrar mayores niveles de penetración de GD, mientras que en otras concesiones el despliegue permanece incipiente o focalizado en segmentos específicos de usuarios. En Brasil y Chile, los marcos regulatorios combinan mecanismos de accesos abiertos con esquemas de evaluación técnica previa, estableciendo normas detalladas de interconexión, estándares obligatorios de equipamiento y procedimientos formales que aseguran la compatibilidad eléctrica antes de autorizar cualquier conexión. Un segundo grupo, formado por Colombia, Ecuador, Argentina y Costa Rica, presenta marcos que han incorporado elementos técnicos, administrativos y comerciales para facilitar la integración de la GD. En Colombia, la regulación ha fortalecido la trazabilidad de los procesos mediante ventanillas únicas y acuerdos de protección. En Ecuador se han introducido procedimientos de factibilidad y certificación que buscan mejorar la coordinación técnica entre distribuidoras y operador del sistema. Argentina ha priorizado la apertura y la protección del usuario-generador a través de contratos estandarizados y una normativa de alcance nacional, mientras que Costa Rica mantiene exigentes estándares de calidad y seguridad junto con una creciente coordinación técnica entre operadores y distribuidoras. Finalmente, Guatemala, El Salvador y Perú han adoptado marcos que priorizan la apertura y la simplificación de los procedimientos de conexión, con el objetivo de facilitar la incorporación de GD.

En América Latina, la segmentación por escala de potencia permite ajustar las exigencias técnicas, administrativas y económicas en función del tamaño y el impacto potencial de cada proyecto. Si bien la mayoría de los países diferencian entre micro, pequeña, mediana y gran escala para graduar los requisitos técnicos y administrativos, algunos marcos optan por esquemas más centralizados. En la microgeneración, los marcos latinoamericanos privilegian la simplicidad administrativa, pero bajo condiciones de verificación técnica, reflejando un consenso regional en torno a la necesidad de reglas simples, verificables y proporcionales al riesgo técnico de las instalaciones menores. En la GD de media escala, los marcos latinoamericanos difieren en el grado de formalidad y en la profundidad de los estudios exigidos, reflejando distintas visiones sobre el impacto de estos proyectos en la red. Algunos países mantienen procedimientos similares a la microgeneración, priorizando la agilidad administrativa, pero con controles técnicos básicos. Otras regulaciones, más conscientes del impacto sistémico de esta escala, avanzan hacia esquemas donde la factibilidad de conexión depende explícitamente de la capacidad de la red y de la compatibilidad eléctrica del punto de acople. En la GD de gran escala, los marcos latinoamericanos aplican distintos modelos de control técnico y económico que reflejan su impacto sistémico y la necesidad de coordinación con el operador del sistema. Un primer enfoque es el de integración operativa, en el que el generador debe cumplir los códigos de red nacionales, y un segundo modelo es el de condicionamiento técnico-económico, que supedita la conexión a la capacidad de la red y asigna al generador los costos de los refuerzos necesarios.

De acuerdo con el grado de interacción con la red y la forma en que se valoriza la energía generada, la regulación latinoamericana distingue tres niveles de integración de la generación distribuida: el autoconsumo puro, que opera sin intercambio comercial con la distribuidora; los esquemas de remuneración regulada, que permiten la venta controlada de excedentes bajo precios fijados por la autoridad; y la participación en el mercado eléctrico, reservada a proyectos de mayor escala que pueden transar energía directamente en el mercado mayorista o mediante contratos bilaterales.

En cuanto a los esquemas que permiten la inyección de excedentes a la red, predominan los mecanismos de medición neta y facturación neta. El esquema de medición neta (net metering), existe en Ecuador y Guatemala, con diferencias principalmente en los plazos y condiciones para el uso de los créditos de energía acumulados por los excedentes inyectados a la red. La facturación neta (net billing), es aplicada en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Costa Rica, con diferencias regulatorias que se concentran principalmente en el método y valor de la remuneración aplicada a los excedentes.

Si bien la mayoría de los marcos latinoamericanos consagran el principio de acceso abierto a la red, este derecho coexiste con la necesidad de que las distribuidoras cuenten con facultades claras para condicionar o limitar nuevas conexiones cuando existan riesgos fundados para la seguridad o la calidad del servicio. Las restricciones técnicas impuestas por las distribuidoras varían según el marco regulatorio. En cuanto a las restricciones de seguridad operativa, las distribuidoras cuentan con atribuciones específicas para prevenir riesgos y resguardar la integridad de la red durante la operación de la generación distribuida. En cuanto a las restricciones asociadas a la capacidad de red, los marcos latinoamericanos aplican dos enfoques complementarios. El primero se basa en umbrales predefinidos, como el límite del 50% de la capacidad nominal del circuito en Colombia, que actúa como un control cuantitativo preventivo. El segundo, más dinámico, delega a la distribuidora la facultad de calcular la capacidad de acogida efectiva y condicionar la conexión cuando se exceden los márgenes técnicos admisibles. En Chile, la determinación de la Capacidad Instalada Permitida (CIP) y la Inyección de Excedentes Permitida (IEP) permite establecer límites operativos precisos, y en caso de superarse, exigir al solicitante el financiamiento de las obras de refuerzo necesarias. Mecanismos similares existen en Argentina, Ecuador o Guatemala, donde la aprobación depende de la factibilidad técnica y de la disponibilidad real de red, y las adecuaciones corren por cuenta del interesado.



04

ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En países líderes el distribuidor está pasando de ser un operador limitado al transporte de energía, a un gestor activo que facilita la integración de generación distribuida (GD). En estos mercados, muchos distribuidores ya implementan adquisición competitiva de servicios de flexibilidad, contratando reducciones de carga, inyección de potencia reactiva o almacenamiento temporal a recursos distribuidos (DER). El Paquete de Energía Limpia de la Unión Europea (2019) obliga a los DSO a utilizar servicios de flexibilidad como alternativa a las expansiones de red, con el fin de optimizar inversiones, integrar renovables y reducir costos del sistema. Países Bajos ha impulsado programas de gestión de demanda y de servicios de red contratados a agregadores. En el estado de Nueva York, el DSO debe integrar los DER en la operación diaria del sistema, coordinar transacciones locales, contratar servicios de flexibilidad y garantizar transparencia en información y precios, bajo la supervisión del regulador.

En el plano de la planificación, los DSO han pasado de expandir infraestructura en función de la demanda a elaborar planes que consideran escenarios de GD, vehículos eléctricos, almacenamiento y respuesta de la demanda. California y Nueva York exigen a las utilities presentar Planes de Integración de DER o Planes de Desarrollo de la Red con horizontes de 5 a 10 años, incorporando análisis de cuánta generación puede conectarse por circuito sin refuerzos, y publicando esta información. La Unión Europea obliga a los DSO de cierta envergadura a presentar cada dos años un Plan de Desarrollo de la Distribución que incluya previsiones de GD y respuesta de demanda, evaluando opciones de flexibilidad antes de proponer nuevas inversiones, y coordinando su planificación con el TSO. En el Reino Unido, Ofgem exige a los distribuidores elaborar planes de red que contemplen la incorporación de vehículos eléctricos, generación solar y sistemas de almacenamiento, priorizando soluciones inteligentes y mercados de flexibilidad en lugar de recurrir a nuevas obras de infraestructura. Además, las distribuidoras elaboran procesos anuales para identificar las Network Flexibility Needs y lanzar licitaciones de servicios como alternativa a reforzar la red.

La visibilidad y el monitoreo de la red son un eje central de la gestión moderna de la distribución. En el Reino Unido, las distribuidoras deben reportar anualmente indicadores de “visibilidad secundaria” para demostrar cuánto se ha extendido la supervisión en subestaciones y alimentadores de BT. Además, están obligadas a informar la cantidad de generación flexible que ha sido reducida por congestión y el grado de uso de automatización para detectar y gestionar esas congestiones. Suecia y Finlandia completaron la instalación de medidores inteligentes hace más de una década, lo que otorga a los DSO información granular que permite monitorear los flujos bidireccionales en baja tensión y detectar desviaciones en la calidad del servicio. Actualmente, la región avanza hacia una segunda generación de visibilidad, que incluye sensores en transformadores de distribución, reconectores inteligentes y sistemas SCADA ampliados para observar en tiempo real el estado de la red frente a la variabilidad de los recursos distribuidos.

La coordinación operativa y de mercado es una función esencial del DSO ante la entrada de nuevos actores como agregadores, comunidades energéticas y prosumidores activos. Los DSO deben coordinarse con los TSO y los participantes locales, intercambiando informa-

ción sobre capacidad disponible, despacho y operación de DER que puedan afectar la red. En Europa, la regulación establece esta obligación de intercambio de datos, mientras que en el Reino Unido, Ofgem ha establecido una base de datos unificada de todos los recursos (baterías, vehículos eléctricos, generadores) que participan en los mercados de flexibilidad, permitiendo evitar conflictos entre servicios locales y regionales. En Finlandia, el TSO (Fingrid) y varias distribuidoras operan un mercado conjunto de flexibilidad: el DSO declara sus necesidades de reducción, el TSO las suyas para balance del sistema, y los agregadores ofrecen servicios a ambos mediante subastas coordinadas.

Distintos países han ajustado la regulación económica del DSO para garantizar su sostenibilidad e incentivar la integración de recursos distribuidos sin comprometer la calidad del servicio. Una primera estrategia consiste en desvincular los ingresos del DSO del volumen de energía distribuida, mediante decoupling o remuneración por ingresos permitidos. En Europa, las tarifas operan bajo topes de ingresos regulados con ajustes por eficiencia, lo que asegura la recuperación de costos sin depender del flujo de energía. En numerosos estados de EE. UU. existen esquemas similares, que ajustan las tarifas periódicamente para cubrir los costos fijos aprobados pese a la caída de ventas. Otro eje ha sido el rediseño de las estructuras tarifarias para reflejar con mayor precisión los costos fijos de uso de red. La Comisión de Mercado Energético de Australia (AEMC) aprobó una reforma que reconoció que los servicios de exportación son una función de distribución, y por tanto deben contar con ingresos adecuados. Al mismo tiempo, prohibió a las distribuidoras imponer límites de exportación cero a nuevas conexiones salvo en circunstancias excepcionales (Ashurst, 2024), lo que las obliga a aceptar un nivel mínimo de GD y a planificar la red para gestionarla. En Europa, la mayoría de los países ha aumentado el peso de los cargos fijos o por capacidad a generadores distribuidos, reduciendo la dependencia de cargos volumétricos. En el Reino Unido, los prosumidores pagan un componente por uso de red, mientras que, en España, se aplica un cargo fijo por potencia contratada. Suecia y Dinamarca introducen tarifas horarias y cargos variables por inyección que reflejan la congestión local, incentivando el almacenamiento o el desplazamiento de exportaciones en horas de exceso. En EE. UU., más de 47 estados han migrado desde la medición neta tradicional hacia tarifas de net billing, introduciendo además cargos mínimos o por capacidad. Finalmente, se consolidan modelos de regulación por desempeño que alinean incentivos financieros con la eficiencia y la innovación. En el Reino Unido, el esquema RIIO recompensa a los distribuidores por alcanzar metas de integración de flexibilidad y ahorro de costos, promoviendo el uso eficiente de la red mediante soluciones digitales y alternativas a la expansión física.

Adicionalmente, muchos reguladores han incorporado incentivos, fondos y mandatos para que los DSO inviertan en tecnologías inteligentes, desde medidores avanzados y sensores hasta sistemas de gestión de red (ADMS) y de recursos distribuidos (DERMS), que les otorguen visibilidad, control y capacidad operativa. En el Reino Unido, Ofgem ha desarrollado el Strategic Innovation Fund (SIF), que cofinancia proyectos de redes inteligentes, digitalización y flexibilidad. Además, las distribuidoras deben presentar estrategias de digitalización y datos dentro de sus planes de negocio, incluyendo hitos de sensorización, automatización y apertura de datos. El regulador evalúa estos avances y otorga incentivos financieros. En Australia, la prohibición a las distribuidoras de imponer límites de exportación cero salvo casos excepcionales, las obliga a gestionar activamente la red, impulsando la adopción de DERMS y algoritmos de control dinámico de inyección. La agencia ARENA ha cofinanciado pilotos de control de baja tensión, probando el manejo de cientos de inversores solares conectados mediante plataformas en la nube. Alemania obliga a instalar medidores inteligentes y sistemas de control en grandes instalaciones, mientras se exploran modelos

alternativos de gestión como el “semáforo energético”, donde el DSO define, mediante infraestructura de monitoreo, los momentos en que los DER pueden operar libremente (verde), con restricciones (amarillo) o bajo control directo (rojo). A nivel europeo, el Reglamento (UE) 2019/943 creó la Entidad Europea de DSO, que estandariza el intercambio de datos y desarrolla códigos comunes de interoperabilidad para futuras plataformas DERMS.

Varios reguladores han acompañado estas obligaciones con mecanismos de financiamiento y retorno adicional. En Italia, ARERA estableció un fondo para proyectos piloto de redes inteligentes, otorgando un WACC adicional sobre inversiones en automatización, almacenamiento y control. En el Reino Unido, los programas Network Innovation Competition/Allowance y el actual RIIO han destinado cientos de millones de libras a proyectos de digitalización, DERMS y microredes. Estos esquemas buscan reducir el riesgo de innovar, recompensando a las distribuidoras por adoptar soluciones tecnológicas que aumenten la eficiencia del sistema.



05

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La expansión de la generación distribuida exige una actualización de los marcos regulatorio para asegurar su desarrollo sostenible. La descentralización del sistema eléctrico no puede sostenerse sin una estructura económica y técnica que preserve la estabilidad de la red y garantice que los costos sean asumidos por quienes los provocan. En este contexto, se identifican tres ámbitos prioritarios de ajuste, económico-tarifario, técnico-operativo e institucional, para fortalecer la equidad, la transparencia y la sostenibilidad del sistema.

El desafío más urgente es la modernización del modelo de remuneración de las distribuidoras. Se propone desacoplar los ingresos de la venta de energía y avanzar hacia una estructura tarifaria basada en la capacidad y disponibilidad de la red, reconociendo que la función esencial de la distribución es proveer una infraestructura confiable y flexible, independiente del volumen de energía transportada. Este rediseño requiere una “desenergización” del Valor Agregado de Distribución (VAD) y una actualización de los mecanismos de asignación de costos, de modo que las inversiones y adecuaciones derivadas de la conexión de nuevos generadores se distribuyan de forma justa y transparente. En paralelo, la consolidación de esquemas de net billing permitiría valorizar la energía inyectada bajo precios que reflejen los costos reales de respaldo y uso de red, evitando subsidios cruzados y garantizando la sostenibilidad financiera del sistema de distribución.

Desde una perspectiva técnica, el desarrollo sostenible de la generación distribuida exige una actualización integral de las normas de conexión y operación, orientada a establecer criterios homogéneos de calidad, seguridad y control. La regulación debe otorgar a las distribuidoras la maniobrabilidad necesaria para evaluar, condicionar o rechazar proyectos que representen riesgos fundados para la red, sobre la base de estudios de factibilidad y de la capacidad real de acogida. Asimismo, se deben incorporar requisitos mínimos para los equipos de interconexión y exigir sistemas de monitoreo y control remoto que permitan gestionar en tiempo real los flujos bidireccionales y mantener la estabilidad operativa. Estas exigencias deben complementarse con incentivos regulatorios a la digitalización y la automatización de las redes, reconociendo el valor de tecnologías como SCADA, ADMS o DERMS en la gestión de recursos distribuidos. Finalmente, la regulación debe reforzar la trazabilidad y el control sobre instalaciones no declaradas o fuera de norma, cuya proliferación representa un riesgo creciente para la seguridad del personal y la confiabilidad del sistema.

En el plano institucional y de planificación, es necesario avanzar hacia una mayor coherencia normativa y coordinación sistémica entre reguladores, operadores y empresas distribuidoras. El marco regulatorio debe definir con claridad los derechos, obligaciones y atribuciones de cada actor, incluyendo nuevas figuras como los agregadores de demanda o los gestores energéticos locales, para evitar superposiciones y vacíos de responsabilidad. Asimismo, se recomienda incorporar la planificación conjunta de la capacidad de acogida de las redes y las trayectorias de expansión previstas, de modo que la incorporación de nuevos proyectos de generación distribuida responda a criterios técnicos y de sostenibilidad, y no a un crecimiento espontáneo. Un fortalecimiento institucional de las distribuidoras, junto con el reconocimiento explícito de las nuevas funciones operativas y administrativas que asumen en la gestión de redes activas, resulta esencial para garantizar que la descentralización avance de manera segura, ordenada y financieramente equilibrada.

