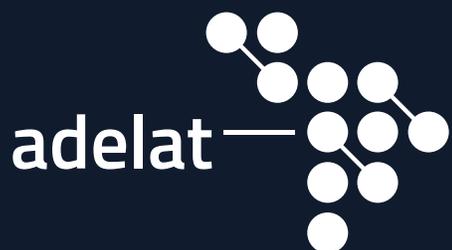


DESAFÍOS Y PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS

DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA LATINOAMERICANA



www.adelat.com



DESAFÍOS Y PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA LATINOAMERICANA

Autores y colaboradores

David Felipe Acosta, Daniela Almeyda, María
Claudia Alzate, Tiago Barros, Claudio Bulacio,
Ramón Castañera, Carlos Centeno, Larissa
Cunha, Talita Darwiche, Aniella Descalzi, Paula
Fajardo, Lucas Guimarães, Pablo Jofré, Cristiano
Logrado, Pedro Miquel, Rodrigo Moreno,
Francisco Mualim, Alejandro Navarro, Marcela
Quijano, Ignacio Santelices, Mariana Silva,
Victor Tavera, Francisco Valencia.

Fecha

Mayo 2023

Indice

1

Introducción y Objetivo

05

2

Desafíos de los Sistemas de Distribución Eléctrica en Latinoamérica

07

a. Alcanzar niveles más altos de calidad del servicio y aumentar la resiliencia en los sistemas de distribución.

09

b. Transformar de manera sostenible la red, como plataforma para conectar, disponer, intercambiar y habilitar un nuevo conjunto de usos, modelos de intercambio y actores asociados a la transición energética.

10

c. Fomentar eficiencia económica del sistema eléctrico completo, acoplando oferta y demanda.

14

3

Visión Integrada y Adaptable de la Regulación Eléctrica

17

a. Mecanismo de fomento para la mejora continua en la calidad del servicio y el aumento de la resiliencia de los sistemas de distribución.

19

b. Remuneración de los costos reales asociados a la base de activos del servicio de distribución.

23

c. Remuneración oportuna y adecuada de las inversiones coherentes con las necesidades y prioridades de la transición energética.

24

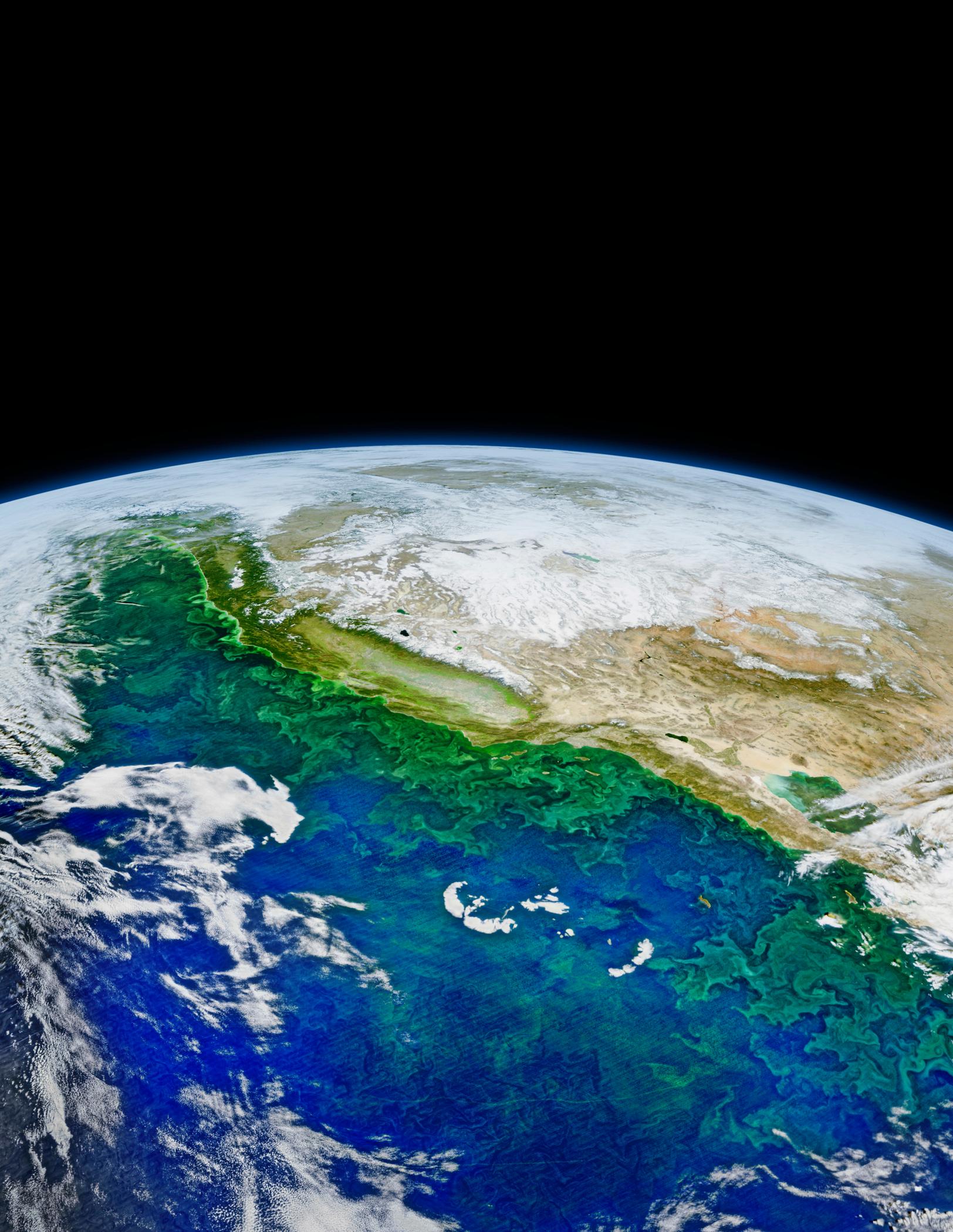
4

Conclusiones

27

Bibliografía

31



1. Introducción y Objetivos

Actualmente nos enfrentamos al desafío de limitar los impactos y adaptarnos al cambio climático. En Latinoamérica, hemos dado pasos muy importantes en reemplazar combustibles fósiles por energías renovables para generación eléctrica, a partir de nuestras inmensas riquezas naturales: el agua, el sol, el viento, entre otras. Sin embargo, el reto del cambio climático es tan grande que debemos abordarlo desde distintos frentes, pues solo un 20% de la energía total que usamos corresponde a electricidad y el resto son mayoritariamente combustibles fósiles: parte de este 80% restante puede descarbonizarse a través de la eficiencia energética y electrificando el consumo energético. Adicionalmente, tenemos pendiente la adaptación al cambio climático, pues éste llevará a la ocurrencia más frecuente de eventos climáticos extremos, para los cuales debemos estar preparados.

En este nuevo escenario, los Operadores de Sistemas de Distribución (“DSO”, por sus siglas en inglés), tienen un rol protagónico que cumplir, pues para avanzar en la transición energética es clave contar con un suministro seguro y confiable; trasladar mayores beneficios al consumidor y; permitir e impulsar la entrada masiva de los recursos energéticos distribuidos (“DERs”, por sus siglas en inglés), como el almacenamiento y la generación renovable. Adicionalmente, los DSOs deberán gestionar la carga de millones de vehículos eléctricos en las ciudades; permitir que millones de hogares se climatizen con electricidad y; que miles de empresas electrifiquen sus procesos.

Todo lo anterior, asegurando además que los beneficios de la transición lleguen a la mayor cantidad de personas posibles, lo que plantea desafíos en términos de entregar un servicio asequible para toda la población y de asegurar la cobertura, calidad y resiliencia no solo en las ciudades sino también en las extensas zonas rurales, muchas veces con poca infraestructura.

Por el lado de la adaptación, los DSOs deberán aumentar su resiliencia para hacer frente a un escenario en que ocurrirán cada vez eventos climáticos más extremos e inesperados en algunas regiones, como nevadas y heladas, inundaciones, incendios forestales, tormentas, olas de calor, vientos de gran velocidad, entre otros.

Todo lo anterior requiere, en forma urgente, que los DSOs y sus regulaciones migren hacia un enfoque aún más dinámico frente a la operación de la red, integrando nuevas tecnologías y soluciones, abandonando el paradigma diseñado en el siglo XX, es decir, un sistema eléctrico unidireccional y analógico en que avances tecnológicos como las redes inteligentes, la movilidad eléctrica, la generación distribuida, el almacenamiento, entre otros avances, no estaban aún desarrollados.



2. Desafíos de los Sistemas de Distribución Eléctrica en Latinoamérica

La infraestructura de distribución debe ser la plataforma digital que ayude a que el proceso de transformación energética sea parte integral de los cambios económicos, climáticos, sociales, de calidad y cobertura del servicio, que requerimos los habitantes de nuestra región.

Si bien en Latinoamérica los niveles de confiabilidad han mejorado, esta nueva dinámica exige mejorar los índices de calidad de servicio en forma sustancial y a una mayor velocidad; en especial consideración a que la participación del consumo eléctrico en la matriz energética aumentará significativamente en el futuro próximo. Para acelerar este proceso en nuestra región, son necesarios incentivos adecuadamente localizados, como ya ha sucedido en experiencias exitosas. Un claro ejemplo de esto es la experiencia en Europa, donde además de aumentar los beneficios para el consumidor, el Índice de Duración Media de las Interrupciones del Sistema (SAIDI), se mide en minutos, mientras que en nuestras capitales aún estamos sobre las cinco horas y en zonas rurales es varias veces ese valor.

Los niveles de confiabilidad están directamente relacionados con los incentivos que otorgan los marcos regulatorios actuales, que, en un buen número de los países de Latinoamérica, se han enfocado en minimizar los costos de la distribución para cierto nivel de calidad de servicio, y es así como las menores inversiones han tenido su efecto en los niveles de confiabilidad. Comprender el equilibrio entre costos y confiabilidad es fundamental, ya que un mayor nivel de confiabilidad podría requerir el financiamiento de mayores inversiones en la red, las que de todas maneras generarán beneficios económicos al consumidor.

En este sentido, la transición energética hará que **el consumidor tenga un rol protagónico en la gestión de su propia energía**, a través de



Comprender el equilibrio entre costos y confiabilidad es fundamental, ya que un mayor nivel de confiabilidad podría requerir el financiamiento de mayores inversiones en la red, las que de todas maneras generarán beneficios económicos al consumidor.



Nuevo rol de la
infraestructura
de distribución
como plataforma
y habilitador
de la transición
energética.

la plataforma que serán los DSOs. Éstos dejarán de ser un receptor unidireccional de electricidad para asumir papel activo, evaluando y decidiendo en tiempo real sobre sus opciones tarifarias, consumos, inyecciones de excedentes a la red pública, almacenamiento, todo a partir de un amplio rango de datos e información disponible y trazable, entregados por la red o la plataforma.

Este cambio de paradigma requiere un cambio en la visión tradicional de la regulación de la distribución eléctrica, pasando del **enfoque que busca minimizar los costos de inversión, sujeto a cierto nivel de calidad, a un modelo que busque maximizar, para la sociedad en general, el valor de las inversiones**, especialmente en las tecnologías necesarias para permitir el proceso de transformación energética y el **nuevo rol de la infraestructura de distribución como plataforma y habilitador de la transición energética**. Este proceso de modernización debiese hacerse cargo de lo que hemos definido como los tres macro-desafíos para la distribución eléctrica:



a. **Alcanzar niveles más altos de calidad del servicio y aumentar la resiliencia en los sistemas de distribución**

La calidad del suministro eléctrico es clave para la transición energética, asegurando la continuidad y confiabilidad del suministro, lo que permite la eficiencia y viabilidad de la electrificación de los consumos energéticos. Para mejorar la calidad, se requiere digitalizar y automatizar la red; aumentar el enmallamiento para incrementar las posibilidades de suplencias disponibles para un mismo evento fortuito; aumentar sustancialmente el número de equipos tele-controlados y de actuación autónoma en los diferentes niveles de tensión de la red; asegurar la coordinación de los nuevos elementos que se incorporen a la red, ya sean propios o de terceros y; especialmente, utilizar al máximo la flexibilidad disponible. Un ejemplo de estas mejoras y sus beneficios son los sistemas que permiten recuperar en pocos minutos o segundos, en forma automática, hasta el 90% del servicio luego de una interrupción, redistribuyendo los clientes afectados a líneas alternativas (suplencias) por medio de equipos tele controlados y con lógica propia de actuación en caso de eventos no esperados.

Así mismo, debe introducirse el concepto de resiliencia en los sistemas de distribución, haciendo referencia a la habilidad para limitar el alcance, la severidad y la duración de la degradación del sistema luego de la ocurrencia de un evento extremo (CIGRE, Grupo de Trabajo SC C4.47). Lo anterior es clave hoy en día, considerando que producto del cambio climático, lo que antes eran eventos excepcionales como nevazones, temporales, inundaciones, aluviones, tornados o incendios forestales, entre otros, hoy son acontecimientos cada vez más recurrentes o están sucediendo en regiones donde normalmente no se espera que ocurran (como nevazones en zonas tropicales y fuertes vientos en zonas tradicionalmente exentas de ello).

Para lograr esto en los plazos que exige la transición energética, se debe asegurar que los DSO tengan adaptabilidad e incentivos para realizar las inversiones y gastos necesarios para mejorar la calidad de servicio y aumentar la resiliencia de sus sistemas, por tanto, se requieren nuevos desarrollos regulatorios, en aquellos países, en los cuales la confiabilidad está asociada a parámetros que hoy requieren de otra mirada.



Se debe asegurar que los DSO tengan adaptabilidad e incentivos para realizar las inversiones y gastos necesarios para mejorar la calidad de servicio y aumentar la resiliencia de sus sistemas.



DSO debe ser un “orquestador” del sistema, que interactúe en forma instantánea con los diversos participantes, a través de sistemas de información robustos que aseguren la calidad e interoperabilidad de los nuevos activos a introducir en la red.

b. Transformar de manera sostenible la red, como plataforma para conectar, disponer, intercambiar y habilitar un nuevo conjunto de usos, modelos de intercambio y actores asociados a la transición energética

La transición energética traerá cambios a la forma en que los usuarios interactúan con la tecnología y por ende modificarán sus hábitos de consumo, lo que vendrá acompañado de nuevas tecnologías, servicios y modelos de negocio. En este nuevo escenario, el DSO será la plataforma habilitante para que estas interacciones se realicen en forma eficiente y segura.

- **Facilitar la entrada de nuevas tecnologías, actores y creación de nuevos modelos de negocio:** el DSO debe ser un “orquestador” del sistema, que interactúe en forma instantánea con los diversos participantes, a través de sistemas de información robustos que aseguren la calidad e interoperabilidad de los nuevos activos a introducir en la red, sean estos propios o de terceros; cumpliendo el rol de plataforma que registre y liquide todo el conjunto de nuevos parámetros e intercambios y; que permita el funcionamiento en simultaneidad de microrredes, generación distribuida, sistemas de almacenamiento y carga de vehículos eléctricos, entre otros aspectos, garantizando una operación observable, coordinada, segura y confiable.
- **Facilitar la Integración de los DERs:** en los próximos años seremos testigos de la entrada masiva de proyectos de diferentes escalas de generación distribuida por parte de las industrias y los hogares, acompañados de capacidades diversas de almacenamiento. Ante estas nuevas incorporaciones, el gran reto de los DSOs es lograr conectarlas oportunamente, simplificando los trámites; reduciendo los tiempos en conjunto con las autoridades intervinientes y; ampliando los nodos de mayor concurrencia de solicitudes simultaneas o que excedan la potencia disponible. En este sentido, el desafío cuenta con componentes técnicos, logísticos, de permisos, de obras, financieros y económicos. Respecto a este último punto, es importante que se asegure a recuperación de las inversiones y los gastos para la adecuada operación y mantenimiento de esta nueva dinámica de red.

Lo anterior debe ser abordado con urgencia, pues como es natural, en la autogeneración los usuarios cubren parte de su consumo y venden sus excedentes cuando se cuenta con las condiciones solares o de viento requeridas, o está el almacenamiento de energía disponible, lo que, dependiendo del tipo de metodología regulatoria adoptada por cada país, pudiera afectar la recuperación de inversiones de los DSOs y comprometer esta evolución tecnológica. Asegurar los flujos bidireccionales y la fiabilidad del suministro, independientemente de la fuente de origen en cada momento, continuará siendo una misión central de la distribución, un elemento clave de la transformación energética y una necesidad primaria de todos y cada uno de los clientes conectados a la red.

Un cargo por potencia puede mitigar de manera efectiva este riesgo de demanda, como ha sucedido en España, Italia y recientemente Brasil, **convirtiéndose en un gran facilitador de la transición energética al dar señales claras ante la integración de los DERs**, evitando transferencias de costos entre estos y consumidores sin generación distribuida o autogeneración.





Los *sandboxes* son una gran herramienta para estimular la innovación sin requerir grandes cambios legales en una primera etapa, hasta que se comprueben los beneficios del piloto y se decida aprobar su uso generalizado.

- **Aumentar la flexibilidad de la red:** tal como hemos señalado anteriormente, por un lado, las redes tendrán una penetración masiva de generación renovable y su correspondiente almacenamiento, a nivel de distribución, las cuales producirán cambios bruscos en la direccionalidad de los flujos de energía y una dinámica más compleja en distintos momentos de la curva de oferta y; por el otro, tendrán una mayor demanda variable de energía, producto de la electrificación del consumo. En este nuevo escenario, es clave contar con mayor flexibilidad, que es la capacidad de modificar temporal o espacialmente el consumo o la generación de energía, para cumplir con los requisitos físicos del sistema y la red, de tal forma que más energía renovable variable pueda incorporarse al sistema optimizando las inversiones. En este sentido, la flexibilidad será un factor clave para la optimización de costos del sistema eléctrico.
- **Ciberseguridad:** La ciberseguridad es un tema clave ante la creciente demanda de transmisión de datos, sistemas de gestión cada vez más complejos y equipos de actuación automática distribuidos a lo largo y ancho de la red. La incorporación de sistemas de información, automatización y software de gestión de red, entre otros, aumentará la vulnerabilidad cibernética del sistema, por lo que es crucial contar con medidas de seguridad adecuadas y robustas para proteger los datos y los sistemas y minimizar las consecuencias de los incidentes cibernéticos.
- **Permitir el desarrollo de *sandboxes* regulatorios:** evolucionar en un entorno de transformación requiere de innovación, lo que ha llevado a las autoridades Reguladoras y los DSOs a promoverla a través de pruebas y pilotos, que se conocen como “*sandboxes* regulatorios”, los cuales permiten, en espacios y ambientes controlados, flexibilizar transitoriamente la regulación vigente, mientras se prueban las nuevas funcionalidades, tecnologías, productos o servicios y se comprueban sus beneficios objetivos, antes, de su adopción definitiva y escalamiento. En Brasil, desde 2021 las agencias reguladoras pueden autorizar un entorno regulatorio experimental y temporal, sujeto a normas simplificadas, para el desarrollo de modelos de negocio innovadores y la prueba de técnicas y tecnologías experimentales,

además de permitir usar recursos del Programa de Investigación y Desarrollo de las Distribuidoras (correspondiente al 0,75% de los ingresos netos de explotación) para financiar los *sandboxes*. En este sentido, los *sandboxes* son una gran herramienta para estimular la innovación sin requerir grandes cambios legales en una primera etapa, hasta que se comprueben los beneficios del piloto y se decida aprobar su uso generalizado.

- **Transformar de manera sostenible la red:** Invertir en la sostenibilidad de la red tiene beneficios ambientales y sociales coherentes con el propósito de modernización de redes, como el aporte de la industria al *Net Zero* al implementar un enfoque de economía circular en este proceso, que a su vez puede impactar en una tendencia hacia tarifas más asequibles.





La red
-o plataforma del
futuro próximo-
requerirá de
un plan de
inversiones.

c. Fomentar eficiencia económica del sistema eléctrico completo, acoplando oferta y demanda.

- **Aplicar tarifas horarias e Incentivar la gestión y respuesta de la demanda:** se debe fomentar el uso más eficiente e inteligente de la energía, generando los incentivos adecuados para optimizar la relación entre el consumo y la producción de energía. Para esto, por un lado, se debe avanzar en el uso de tarifas horarias o por tiempo de uso, en cada eslabón de la cadena de prestación del servicio, para reflejar el costo de la cantidad de energía disponible a lo largo del día y el nivel de congestión de las redes. Por otra parte, es clave fomentar el desarrollo de programas de respuesta de la demanda, para lo cual es conveniente pensar en la **implementación de mecanismos de incentivo**, ya sea en el contexto de grandes clientes o agregadores de demanda, de forma tal **que se aumente el atractivo de participar y se incentive el desarrollo de inversiones habilitantes**. La respuesta de la demanda debe convertirse en un recurso adicional para el Mercado Mayorista y alternativo en los mercados minoristas.
- **Incorporar eficientemente la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés):** para transmitir las señales de precio eficientes a los clientes, aumentar la calidad del servicio e incorporar nuevas soluciones y modelos de negocio, los AMIs deben ser una parte inherente de los sistemas de distribución. Existen ciertas limitaciones a su masificación, como la voluntariedad del consumidor para su instalación, por lo que se debiesen evaluar incentivos adicionales que permitan a los clientes internalizar los beneficios de la migración hacia Sistemas de Medición Inteligente, tales como la habilitación de flujos bidireccionales dinámicos; el balance sectorizado en tiempo real; menores tiempos de localización y reposición de fallas; múltiples mediciones diarias; aumento de la facilidades de electrificación de los usos por parte del cliente; facilidades en el cambio de comercializador, a cero costo; suministro de energía modulado para casos requeridos; reducción de los costos de lectura y operaciones de conexión y desconexión.

Esta transformación energética en la distribución generará relevantes excedentes económicos en la demanda. Para ello, **la red –o plataforma del futuro próximo– requerirá de un plan de inversiones sin precedentes**, lo que hace imprescindible una **regulación que localice adecuadamente los incentivos y reconozca de forma ex ante las inversiones, con el fin de asegurar y acelerar los planes de instalación y construcción de infraestructura, de forma eficiente, oportuna y remunerados de forma equitativa por consumidores y nuevos actores en el uso de la red**. Esto requerirá que las instituciones reguladoras continúen incorporando nuevas habilidades, conocimientos, metodologías, a la par de estas nuevas necesidades, **así como un nivel de independencia que garantice un marco jurídico estable**, que procure mantener la confianza del inversionista a lo largo del tiempo.





3. Visión Integrada y Adaptable de la Regulación Eléctrica

Los mercados eléctricos de la región cuentan con un sin número de coincidencias, en cuanto a sus evoluciones históricas y los retos a afrontar de cara al futuro. Paralelamente, los países han adoptado soluciones regulatorias con matices similares, a la vez que divergentes en algunos aspectos centrales. Uno de los elementos comunes adoptados hasta el momento, consiste en el rol delegado a la distribución y la baja participación de ésta en los costos de la cadena de suministro.

Centrando la atención en el futuro próximo y teniendo como objetivo fundamental el aumentar la competitividad de los países y aumentar los beneficios a los consumidores, apalancándose en la transformación energética, la distribución requiere acelerar su transformación y por ende, su tren de inversiones, el cual debe ser focalizado y eficiente.

La adecuación regulatoria necesaria para la transformación energética, si bien debe considerar las características de cada país, presenta desafíos comunes para avanzar en temas como la sustentabilidad, calidad, cobertura, eficiencia económica y equidad. Tal como se ha señalado anteriormente, la regulación debe buscar la maximización de los beneficios sociales y el uso más eficiente de la plataforma digital de los DSOs, habitando el desarrollo de los principios de Descarbonización, Electrificación, Digitalización, Descentralización y; Democratización del mercado y del acceso a los nuevos servicios energéticos.

Además, para dar consistencia, coherencia temporal y efectividad a los principios anteriores, es importante que la política pública presente metas y objetivos a ser alcanzados por los reguladores y las empresas del sector, especialmente para el despliegue de infraestructuras críticas.



Los esquemas regulatorios han priorizado el mínimo costo atendiendo un estándar de calidad definido, lo que no ha permitido generar los incentivos necesarios -o suficientes- para que las empresas se enfoquen en la calidad del servicio.

Las metas concretas deben definirse teniendo en cuenta el contexto nacional, especialmente la disponibilidad de recursos para financiar las inversiones en infraestructuras, considerando la necesidad de tarifas asequibles para los usuarios y la maximización de sus beneficios. El calendario de ejecución debe apalancarse sobre la infraestructuras ya existentes, además de optimizar la reposición de la infraestructura próxima a completar su vida útil, aprovechando el advenimiento de nuevos componentes y la existencia de nuevas fronteras del estado del arte de la tecnología, con el fin de incluirlas en la red y, de esta forma, comenzar desde ahora la evolución requerida.

El primer paso para la transformación energética en la región consiste en establecer, decidida y oportunamente, un conjunto de directrices políticas y públicas que permitan alinear el interés público, los modelos de negocio y la regulación del sector energético. En muchos casos, **esta transformación requiere cambios normativos que están al alcance de los reguladores, pudiendo desde ahora mismo iniciar este proceso**, favoreciendo la inversión y la innovación para modernizar las redes de acuerdo con los requerimientos de la transición energética.

Sin perjuicio de lo anterior, se han identificado tres aspectos comunes a todos los países, que se propone sean priorizados en el corto plazo, con el objetivo de lograr ajustes efectivos en la actividad de distribución como preparación al escenario futuro. Estas acciones buscan **dar al DSO las herramientas y señales económicas necesarias para fortalecer y modernizar oportuna y eficientemente sus redes**, en su proceso de transformación en una plataforma transaccional fiable, abierta, concurrente y robusta, que requiere urgentemente la transición energética ya iniciada en los países. Estos tres aspectos son:

- a. Mecanismos de fomento para la mejora continua en la calidad del servicio y el aumento de la resiliencia de los sistemas de distribución.
- b. Incentivos para la remuneración de los costos reales asociados a la base de activos del servicio de distribución.
- c. Remuneración oportuna y adecuada de las inversiones coherentes con las necesidades y prioridades de la transición energética.

a. Mecanismo de fomento para la mejora continua en la calidad del servicio y el aumento de la resiliencia de los sistemas de distribución

Al ser la red un monopolio natural, las tarifas y todas las actuaciones de las empresas propietarias y/o operadoras, son altamente reguladas. Los esquemas regulatorios han priorizado el mínimo costo atendiendo un estándar de calidad definido, lo que no ha permitido generar los incentivos necesarios –o suficientes– para que las empresas se enfoquen en la calidad del servicio. Por esto, desde finales de los años 90 en EE.UU. y desde el 2000 en Europa, se desarrollaron regulaciones enfocadas en mejorar la calidad del servicio; analizando los niveles de calidad deseables y alcanzables y definiendo incentivos para lograr el objetivo de manera eficaz.

En Latinoamérica, el Banco Interamericano de Desarrollo, en su estudio de Impacto de la regulación en la calidad del servicio de distribución de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe (2021), mostró la relación directa entre la adopción de regulación de calidad del servicio basados en indicadores SAIDI y SAIFI y las mejoras de la calidad media-país observada en 17 países de Latinoamérica. Solo dos de los países analizados, Brasil y Colombia, implementaron además esquemas de incentivos a las empresas y en ellos se ven mejoras más significativas. En Colombia, desde 2019, año de inicio del segundo esquema de incentivos, se han identificado mejoras cercanas al 24% en el SAIDI y del 57% en el SAIFI¹, lo que demuestra la efectividad en la implementación de este tipo de incentivos.

1 La mejora puede no deberse solo a la gestión de las empresas sino además a un cambio en la medición de los indicadores.

Si bien es evidente que ha habido mejoras en la calidad en la región, todavía el SAIDI se encuentra entre las 5 y 8 horas para las principales ciudades, pudiendo llegar a tiempos de corte 10 veces mayores en las zonas rurales, lo que evidencia una brecha importante de mejora, especialmente en un escenario de masificación de la generación distribuida y la autogeneración, para la cual es clave la continuidad del suministro.

Por otro lado, es clave aumentar en paralelo la resiliencia de la red, pues si bien calidad y resiliencia son dos elementos complementarios, cada uno necesita una estrategia de inversiones e incentivos distinta, puesto que una infraestructura confiable no es necesariamente resiliente.

Conciliar calidad, resiliencia, precios eficientes y justos es un gran reto, no solo porque los usuarios valoran distinto la calidad, sino porque en general la forma de remuneración en varios años y sin reconocimiento ex ante de los esfuerzos de inversión, hace que las empresas tiendan a desplazar sus planes de mejora hacia el final del período, con el fin de viabilizar su financiación. Además, en algunos países la remuneración no se basa en la realidad de las empresas sino en costos estimados de una empresa hipotética y; en otras ocasiones, las metodologías de remuneración no reconocen explícitamente inversiones para mejoras tecnológicas que ayudan a mejorar la gestión de la red, aumentar la calidad y reducir las pérdidas.



En base a la experiencia internacional, **la primera propuesta es incorporar incentivos simétricos a la mejora de la calidad del servicio y aumento de resiliencia de la red, a un costo eficiente.** En particular, sugerimos que el esquema de incentivos tenga, al menos, los siguientes elementos:

1. **Indicadores de calidad:** son claves para diagnosticar la calidad actual y fijar las metas de mejora. Los más utilizados y que permiten estandarizar, son los que miden la calidad promedio (SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI y MAIFI). Además, deben estar acompañados de criterios para excluir interrupciones debidas a eventos extremos, que afectan más a la resiliencia.
2. **Identificación de criterios de resiliencia:** el trabajo en torno a la resiliencia está aún poco desarrollado a nivel internacional y especialmente en nuestra región, lo que hace necesario empezar estableciendo medidas y criterios de resiliencia que, acompañados de planes de inversión y estrategias, permitan prevenir los impactos de eventos extremos, fortaleciendo las redes y desarrollando capacidad de anticipación y coordinación, para estar preparados ante su ocurrencia, reaccionar oportunamente y recuperar el servicio a la brevedad.
3. **Metas y/o Estándares:** las metas llevan al DSO a una senda de mejora continua. En el caso de la calidad, el definir incentivos sobre la calidad media obliga a establecer otros indicadores para acotar la dispersión de la calidad alrededor de la media, proteger a los usuarios “peor servidos” y promover una mejora generalizada, evitando así concentrarse en circuitos con mayor densidad. En Colombia, por ejemplo, la segmentación de estándares por nivel de riesgo, el análisis de la configuración y estado real de las redes, permitió estimar los niveles de calidad alcanzables en el corto plazo, con un nivel moderado de inversión y gastos. Lo anterior se complementó con compensaciones a usuarios con malos indicadores de calidad individual, para incentivar a trabajar en la calidad de los “peor servidos”.

Sobre este aspecto es necesario también considerar las características excepcionales que pueden tener algunos mercados por la dificultad en su operación, así como variables de eficiencia en inversiones cuando se han alcanzado niveles óptimos de calidad, de forma tal que se encuentre un balance adecuado de exigencia.



Si bien calidad y resiliencia son dos elementos complementarios, cada uno necesita una estrategia de inversiones e incentivos distinta, puesto que una infraestructura confiable no es necesariamente resiliente.



Los incentivos regulatorios deben buscar garantizar la eficiencia económica y neutralidad tecnológica, evitando sesgar soluciones sólo hacia el CAPEX o sólo hacia el OPEX.

Para desarrollar metas de resiliencia es clave partir identificando el tipo de riesgos o eventos que se quiera mitigar y las partes del sistema y el tipo de impactos que son de mayor interés.

4. **Incentivos y compensaciones:** las metas se usan para definir los incentivos económicos –mayor o menor ingreso– según se cumplan o no. Los incentivos suelen ser crecientes según se mejore o desmejore con respecto a las metas y deben ser suficientes para movilizar al DSO, pero sin impactar significativamente la tarifa o arriesgando la suficiencia financiera del DSO. A mayor calidad, mayores pueden ser los costos; de ahí la importancia de definir razonablemente los objetivos de corto, mediano y largo plazo y de establecer límites máximos a los incentivos positivos y negativos. Siguiendo el ejemplo de Colombia, el incentivo –positivo o negativo– por cada indicador SAIDI o SAIFI se estima por el nivel de inversiones del DSO en el año de evaluación.

Una forma de armonizar objetivos, costos y remuneración es incluir en esta última el reconocimiento, de manera anticipada, de Planes de Inversión diseñados por el DSO y aprobados por el regulador, con base en lineamientos, principios y cronogramas previamente establecidos por él mismo. Estos procedimientos deben ser suficientemente flexibles para que el DSO pueda modificar su Plan de Inversiones previa aprobación, lo que facilita al DSO la gestión financiera y evita el desplazamiento de inversiones en el tiempo. Lo anterior requiere seguimiento, auditorías y controles por parte del regulador y; preparación y un plan de financiamiento por el lado del DSO.

Finalmente, los incentivos regulatorios deben buscar **garantizar la eficiencia económica y neutralidad tecnológica, evitando sesgar soluciones sólo hacia el CAPEX o sólo hacia el OPEX.** Esto es especialmente importante, ya que la transición energética requerirá un ritmo de inversión e innovación elevado como los activos digitales y será vital el papel de la regulación como promotor del desarrollo eficiente de la red y el reconocimiento de nuevas soluciones técnicas y de mercado.

b. Incentivos para la remuneración de los costos reales asociados a la base de activos del servicio de distribución

Una vez asegurada la neutralidad tecnológica y económica de los incentivos regulatorios, la metodología de cálculo de la tarifa también debe garantizar el reconocimiento de una Base de Activos Regulatoria, cuyos costos serán remunerados por los usuarios del servicio de distribución.

Existen dos enfoques en la región para remunerar el servicio de distribución. Por un lado, está aquel basado en la empresa real, es decir, se reconoce y valoriza la infraestructura y capacidad de operación existente. Para evitar que el reconocimiento de costos lleve a una sobreinversión (efecto Averch-Johnson), se establecen incentivos que hacen que las inversiones sean las eficientes. Por otro lado, está el enfoque basado en referencias idealizadas, donde los costos y los ingresos de las empresas reales se comparan con los de una empresa modelo. Esta empresa corresponde a una empresa ficticia eficiente con activos y capacidad optimizada, que se usa para fijar tarifas y remuneración. Brasil y Colombia presentan un mecanismo de remuneración basado en empresas reales, mientras que Chile, Argentina y Perú, utilizan empresas modelos.

En un mecanismo basado en costos reales, en general las empresas tienen la garantía de que su infraestructura e inversiones serán remuneradas, con el beneficio para el consumidor de un bajo costo de capital. Para evitar la sobreinversión, generando decisiones ineficientes (aunque llevan a mayores niveles de calidad), la regulación debe controlar el volumen de inversiones, estableciendo incentivos al ahorro además de verificar los precios, aprobar planes de inversión y aplicar auditorías. En el caso de inversiones en elementos nuevos o de tecnología avanzada, en Colombia, por ejemplo, se implementó el concepto de Unidad Constructiva Especial, mediante el cual el DSO hace una solicitud especial de remuneración al regulador, sobre un activo específico.

En el mecanismo de remuneración basado en empresa modelo, en cambio, la remuneración es fijada ex ante, sobre la base de los costos de una empresa ideal. Por lo tanto, cualquier ahorro en costos de la empresa real se traduce en una utilidad mayor, al estar la remuneración



Existe un desajuste temporal entre la base de activos remunerada y la existente, creando un estímulo desequilibrado a usar al máximo la infraestructura, hasta el final de su vida útil y posponer inversiones.

desacoplada de las decisiones de la empresa. Si bien el mecanismo lleva a ahorros en el costo de la empresa, también lleva necesariamente a un alza significativa del costo de capital y a un potencial problema de calidad de suministro, si no existen los incentivos adecuados para invertir (que contrarreste el incentivo al ahorro) y mejorar la calidad. Además, existe el riesgo que la empresa modelo sea un benchmark inalcanzable y/o impredecible, si se aplica en modalidad *greenfield* (no reconoce el legado), lo que redundará en alzas mayores del costo de capital para las inversiones, ralentizándolas (efecto Averch-Johnson inverso) y exacerbando los problemas de calidad.

El estado del arte y las regulaciones modernas demuestran que un buen esquema de remuneración considera tanto el reconocimiento de costos reales como esquemas de incentivos por eficiencia. En consecuencia, **es recomendable que los países latinoamericanos avancen hacia un esquema basado en costos reales, de la mano de un paquete de incentivos para asegurar eficiencia y la mejora continua de indicadores de desempeño.** Es importante que este proceso se realice en forma gradual, abarcando probablemente varios períodos tarifarios hasta su total implementación.

c. Remuneración oportuna y adecuada de las inversiones coherentes con las necesidades y prioridades de la transición energética

Ya hemos revisado la importancia de incluir en la remuneración incentivos a la calidad y eficiencia, además de usar la base de activos reales. En esta sección abordaremos la conveniencia de incluir en el cálculo de la tarifa las inversiones previstas en el ciclo tarifario.

En muchos países de la región, existe un desajuste temporal entre la base de activos remunerada y la existente, de modo que los nuevos activos se remuneran, hasta la siguiente revisión tarifaria, con los ingresos autorizados sobre la parte que deberían haberse depreciado y cancelado de los activos antiguos, con lo que puede que los nuevos activos no se compensen totalmente, creando un estímulo desequilibrado a usar al máximo la infraestructura, hasta el final de su vida útil y posponer inversiones.

Lo anterior, en un contexto de madurez tecnológica y estabilidad de mercado, contribuye a la eficiencia económica sin poner en peligro la calidad. Sin embargo, en el contexto de la transición energética, que exige grandes inversiones en infraestructura y digitalización, el no considerar las inversiones previstas puede comprometer la calidad y generar ineficiencia económica a largo plazo.

A nivel internacional, Italia, España y Portugal, además de Colombia y Argentina, entre otros, permiten la revisión anual de la base de activos para ajustar depreciación, amortizaciones e inversiones, lo que en todo caso requiere mayor supervisión y auditorías.

La experiencia de Colombia, por otra parte, con el uso de planes de inversión destinados a alcanzar objetivos de calidad, es un ejemplo interesante de cómo la regulación puede combinar diferentes instrumentos para servir al interés público de forma eficaz. El considerar planes de inversión, aunque exige un riguroso seguimiento y supervisión, implica menores riesgos de pérdida de eficiencia económica a largo plazo.

Por lo tanto, siguiendo la experiencia europea y colombiana, **se recomienda que la regulación de la actividad de distribución en Latinoamérica incluya la remuneración de los activos previstos en planes de inversión para el ciclo tarifario**, con seguimiento oportuno, ligados a los objetivos esperados, que incluya el desarrollo de nuevas tecnologías, como el despliegue de AMI, la digitalización de la red y la inclusión de DERs, ligados sus resultados a los objetivos de calidad y demás objetivos de innovación y sostenibilidad, así como los que fije la regulación.





4. Conclusiones

En todos los países analizados se han adoptado políticas públicas, leyes o regulaciones para cumplir sus respectivos compromisos frente al cambio climático. Estos compromisos, desde el sector energía, hacen parte de la actual transición energética, que consiste en la descarbonización, lograda mediante el reemplazo de combustibles fósiles por energía eléctrica de fuentes renovables, la electrificación del consumo energético y la eficiencia energética.

En este contexto, los principales desafíos de la distribuidora son alcanzar niveles más altos de calidad del servicio y aumentar la resiliencia en los sistemas de distribución; transformar de manera sostenible la red, como plataforma para conectar, disponer, intercambiar y habilitar un nuevo conjunto de usos, modelos de intercambio y actores asociados a la transición energética y; fomentar eficiencia económica del sistema eléctrico completo, acoplando oferta y demanda.

El enfoque regulatorio tradicional de minimizar los costos de distribución sujetos a un cierto nivel de calidad del servicio, es incompatible con este nuevo escenario, debiendo pasar a un **enfoque de maximización de beneficios para la sociedad de las inversiones en distribución**, que permita mejorar la calidad, aumentar la resiliencia y flexibilidad, además de fomentar la innovación, la eficiencia económica, la entrada masiva de los DERs y los nuevos modelos de negocio con atención a los temas de sostenibilidad.

Esta transformación energética en la distribución generará grandes beneficios sociales, como la mejora en la calidad de suministro, mayor resiliencia de la red, menores pérdidas, incremento en la capacidad de integración de generación renovable distribuida, además de la electrificación de la movilidad y los edificios, entre otros, lo que redundará en menores gastos en energéticos para los usuarios, al reemplazar el uso de combustibles fósiles.

Para esto, **la transformación de la distribución requerirá un plan de inversiones sin precedentes**, lo que hace imprescindible que la **regulación genere los incentivos adecuados para que las inversiones se realicen en forma eficiente y oportuna**, para lo cual se requiere, además, de un **regulador con gran capacidad técnica e independiente**, que promueva reglas estables que mantengan la confianza del inversionista a lo largo del tiempo.

Para avanzar en este camino, hemos planteado **tres mejoras regulatorias** que debiesen estar presentes en todos los países, siguiendo las mejores prácticas internacionales. Hay que destacar que varias de estas recomendaciones ya han sido incorporadas en algunos países de la región y que varias de ellas pueden abordarse desde ya por el regulador, sin requerir necesariamente cambios legales.

Las recomendaciones aquí planteadas buscan proporcionar al DSO los incentivos necesarios para mejorar, por un lado, la calidad del suministro, un asunto común en los países analizados y; por otro, reforzar las redes para aumentar su resiliencia y así hacerlas más adaptables a los efectos cada vez más severos del cambio climático; desafío que prácticamente ningún país de la región está abordando y que debe abordarse de manera inmediata.



La transición energética requerirá una red de distribución moderna, digital, automatizada, segura, resiliente, flexible y sostenible, para lo cual el distribuidor tradicional, deberá evolucionar considerablemente, lo cual es de hecho, el deseo y la voluntad más firme de todos nuestros asociados.

Adicionalmente, las recomendaciones buscan generar certidumbre para las inversiones de los DSOs, lo que permitirá un planeamiento eficiente y fomentará la innovación y mejoras tecnológicas, elementos claves para la transición energética.

Finalmente, las recomendaciones habilitarán el desarrollo de nuevos modelos de negocios por parte de nuevos agentes, en torno a la red de distribución, además de entregar las señales adecuadas a los consumidores para adaptar sus hábitos, encontrar nuevas oportunidades de eficiencia energética y ahorro, aumentar su calidad de vida a través de la electrificación de múltiples necesidades básicas y productivas y tomar decisiones informadas y trazables en la incorporación de sistemas de generación distribuida y almacenamiento de oportunidad.

La transición energética requerirá una red de distribución moderna, digital, automatizada, segura, resiliente, flexible y sostenible, para lo cual el distribuidor tradicional, deberá evolucionar considerablemente, lo cual es de hecho, el deseo y la voluntad más firme de todos nuestros asociados.





Bibliografía

- ▶ ANEEL. 2021. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ▶ ANEEL. 2021. Procedimientos para la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional – PRODIST 2021 Modulo 8. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf.
- ▶ ANEEL. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica: Acompanhamento da implantação das centrais geradoras de energia elétrica. Último acceso: 10 de diciembre de 2022. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiM-GYyZWlONzgtMGRIOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjJjZjkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZh-Mi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.
- ▶ ANEEL. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica: Indicadores da tarifa de distribuição. Último acceso: 15 de Octubre de 2022. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTIiNmMtNTA5NTYxODdhYTkzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.
- ▶ ANEEL. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica: Resolução Normativa nº 1.003/2022. Aprova os Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Último acceso: 10 de diciembre de 2022. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>.
- ▶ Averch, Harvey, e Leland L. Johnson. 1962. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint." The American Economic Review, 1052-1069.
- ▶ Bovera, Felippo, Maurizio Delfanti, e Elena Fumagalli. 2020. "TOTEX approach for regulating electricity distribution networks: a comparison of UK and Italy initiatives." Research Gate. Acceso em Enero de 2022. https://www.researchgate.net/publication/341026512_TOTEX_approach_for_regulating_electricity_distribution_networks_a_comparison_of_UK_and_Italy_initiatives/citation/download.
- ▶ Bovera, Filippo, Maurizio Delfanti, Elena Fumagalli, Luca Lo Schiavo, e Riccardo Vailati. 2021. "Regulating electricity distribution networks under technological and demand uncertainty." Energy Policy 149.
- ▶ CCEE. 2022. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Mercado Mensal. Último acceso: 10 de diciembre de 2022. <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>.

- ▶ CEER. 2022. Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021: Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream. Council of European Energy Regulators.
- ▶ CIER. 2021. Benchmarking de calidad de servicio en empresas distribuidoras 2021. <https://www.cocier.org/index.php/pt/noticias-de-cocier/noticias-institucionales/2494-lanzamiento-cier-06-benchmarking-de-calidad-de-servicio-en-empresas-distribuidoras-2021>.
- ▶ CNE 2019. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>.
- ▶ EIA - U.S. Energy Information Administration. (s.f.). Independent Statistics and Analysis. <https://www.eia.gov/>.
- ▶ Gobierno Perú, Decreto Supremo N.º 020-97-EM. 1997. Normas y documentos legales - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Gobierno del Perú. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales>.
- ▶ IBGE. 2022. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística: Painel de Indicadores. Último acceso: 10 de diciembre de 2022.
- ▶ IDB - Inter-American Development Bank. (2019). Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/viewer/Calidad> y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina | Publications (iadb.org).
- ▶ IEEE 2012. 1366-2012-TM IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6209381>.
- ▶ ISCI, 2020, “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica”, Ministerio de Energía.
- ▶ Jamasb, Tooraj, e Michael Pollitt. 2000. “Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience.”
- ▶ Jill Cainey 2019. Resilience and reliability for electricity networks SAIDI and SAIFI data for Australian DNSPs (excluding Western Australia) AER 2018. https://www.researchgate.net/figure/SAIDI-and-SAIFI-data-for-Australian-DNSPs-excluding-Western-Australia-AER-2018_fig2_33451.
- ▶ LBNL 2014. An Examination of Temporal Trends in Electricity Reliability Based on Reports from U.S. Electric Utilities. https://www.researchgate.net/publication/266594846_LBNL-5268E.
- ▶ MIT Energy Initiative, 2016, Utility of the Future.

- ▶ Moreno, R., Navarro, A., Inzunza, A., 2018, “Reforma de la Regulación de la Distribución: Fundamentos, Experiencia Internacional y Lineamientos Futuros para Chile”, EEAG.
- ▶ Moreno, R. et al., 2020, “Distribution Network Rate Making in Latin America: An Evolving Landscape,” in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 18, no. 3, pp. 33-48.
- ▶ Ministerio de Minas y Energía Colombia, 2018, “Metodología para la actividad de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema Interconectado Nacional-Resolución 015 de 2018”, Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf-1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>.
- ▶ OFGEM, 2023: “The Future of Distributed Flexibility, Call for Input”.
- ▶ ONS. 2022. Operador Nacional do Sistema Elétrico: O sistema em números. Último acceso: 10 de diciembre de 2022. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.
- ▶ Osinergmin. (s.f.). Frecuencia promedio de interrupciones (Perú). <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/frecuencia-promedio-interupciones-peru>.
- ▶ Osinergmin. (s.f.). Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>.
- ▶ Quispe Rojas, O.W. 2019. Calidad de Suministro Eléctrico en el Perú- Resultados caso de Electronorte. <https://www.academia.edu/Calidad> de Suministro Eléctrico en el Perú- Resultados caso de Electronorte | Odriel Wildo QUISPE ROJAS - Academia.edu.
- ▶ Singh, A., & Shortle, J. 2011. Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution. Energy Policy, 39(2), 797-807. doi: 10.1016/j.enpol.2010.11.003. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11149-010-9126-z>.

