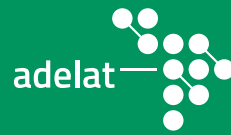


SIN INVERSIÓN NO HAY TRANSICIÓN

EL FUTURO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA





AUTORES Y COLABORADORES

Grupo Mercados Energéticos (GME), David Felipe Acosta, Viviana Vitto, Aldo Pessanha, Alessandra Genu Dutra Amaral, María Antonieta Borrero, Roberto Cajamarca Gómez, Alejandro Falkner Falgueras, Sandra Marcela Quijano López, Horacio Nadra, Luiz Felipe Falcone De Souza, Claudio Bulacio, Ernesto San Miguel, Hilario Vistolet, María José Perez Vanmorlegan, Patricio Molina, Gastón Blanquet, Clarissa Machado, Talita Darwiche, Mariana Silva Barreto, Francisco Mualim, Victor Tavera, Pablo Jofreu, Mónica Cataldo, Gina Pastrana, Sergio Zambrano, Dimas Carranza, Jorge Ponce, Julio Luján.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

5

2. EL NUEVO ROL DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

7

3. INVERSIONES ASOCIADAS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

9

3.1. Electrificación de nuevos usos	9
3.2. Movilidad eléctrica	10
3.3. Conexión a Generación Distribuida	11
3.4. Digitalización y automatización	11
3.5. Medición avanzada	12
3.6. Calidad del servicio	12
3.7. Resiliencia	12
3.8. Actualización de la red	13
3.9. Baterías	13
3.10. Normalización de pérdidas	13
3.11. Universalización	14

4. METODOLOGÍA

15

4.1. Caracterización de situación base	15
4.2. Metas nacionales de política	16
4.3. Proyecciones de demanda	17
4.4. Parámetros técnicos y costos de los activos	18
4.5. Escenario de Crecimiento Tendencial (BAU)	18
4.6. Escenarios de transición energética	18

5. RESULTADOS DEL MODELO DE INVERSIONES

21

5.1. Escenario de Transición Efectiva	21
5.2. Escenario de Transición Parcial	22

6. CONDICIONES HABILITADORAS PARA LAS INVERSIONES**24**

6.1. Esquemas regulatorios de remuneración

24

6.2. Inversiones en otros segmentos de la cadena

25

7. CARACTERIZACIÓN DE BENEFICIOS DE LAS INVERSIONES EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA**27**

7.1. Beneficios operativos

27

7.2. Beneficios económicos

28

7.3. Beneficios sociales

30

7.4. Beneficios ambientales

31

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**33**

8.1. Recomendaciones para el Sector Público

34

8.2. Recomendaciones para los Distribuidores (DSO)

34

8.3. Recomendaciones para los Organismos Reguladores

35

8.4. Recomendaciones Transversales

35

9. FUENTES DE INFORMACIÓN**37****ANEXO: ESCENARIOS DE DEMANDA Y RESULTADOS POR PAÍS**

Argentina	38
Brasil	39
Chile	40
Colombia	41
Ecuador	42
Guatemala	43
Perú	44

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La transición energética se ha convertido en un imperativo global, impulsado por la necesidad urgente de mitigar los efectos del cambio climático, garantizar la seguridad energética y promover un desarrollo sostenible. En América Latina, esta transición no solo es una oportunidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con los compromisos internacionales en materia de cambio climático, sino que también representa un camino hacia la modernización de las economías y la mejora de la calidad de vida de sus habitantes. En este contexto, el segmento de distribución eléctrica juega un rol crucial. La distribución eléctrica, como eslabón final en la cadena de suministro de energía, es la responsable de llevar la electricidad desde las redes de transmisión hasta los usuarios finales, y su papel se ha vuelto aún más relevante en un escenario donde la integración de energías renovables, la electrificación de nuevos usos y la digitalización son tendencias emergentes. Sin embargo, la transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente no puede lograrse sin una inversión significativa en la infraestructura de distribución eléctrica.

Este estudio tiene como objetivo principal ofrecer una visión detallada de las necesidades de inversión en el segmento de distribución eléctrica de siete países clave de la región: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú. Este análisis se centra en la implementación de once vectores clave asociados a la transición energética, los cuales incluyen desde la electrificación de nuevos usos hasta la universalización del servicio eléctrico.

El modelo de inversiones fue encargado por la Asociación de Distribuidores de Energía de América Latina (ADELAT) y desarrollado por la consultora Grupo Mercados Energéticos, y toma como referencia el estudio “Connecting the Dots”, realizado por Deloitte para Eurelectric, adaptándolo al contexto latinoamericano.

El estudio se construyó a partir de dos escenarios prospectivos para el año 2040: un escenario teórico de “transición efectiva”, que busca alcanzar un niveles de electrificación similares a los propuestos por el estudio realizado para la Unión Europea para 2030, y un escenario de “transición parcial”, ajustada a las particularidades y limitaciones de la región. Estos escenarios fueron alimentados por datos suministrados por las empresas distribuidoras asociadas a ADELAT, una caracterización detallada de la situación actual en cada país, y proyecciones de demanda energética.

El estudio se propone contribuir a la construcción de un lenguaje común que permita a los diferentes actores del sector eléctrico—incluyendo reguladores, empresas distribuidoras, gobiernos y la sociedad civil—comprender y comunicar de manera efectiva los elementos clave de la actividad de distribución en el contexto de la transición energética, promoviendo una acción más coordinada en torno a la misma.

Adicionalmente, se exploran cualitativamente los beneficios desde una perspectiva operativa, económica, social y ambiental. Este enfoque integral permite entender las inversiones no solo como un costo necesario, sino como una oportunidad para generar valor en múltiples dimensiones, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

El éxito de las inversiones planificadas en la transición energética depende en gran medida de la existencia de habilitadores clave que permitan su implementación efectiva. Estos facilitadores incluyen, entre otros, un marco regulatorio adecuado, el acceso a financiamiento y las inversiones en otros segmentos de la cadena. El estudio analiza estos habilitadores, destacando las políticas públicas y los esquemas regulatorios que pueden incentivar las inversiones necesarias. Asimismo, se aborda la importancia de la cooperación internacional, el acceso a financiamiento, y la creación de alianzas público-privadas como mecanismos clave para movilizar los recursos necesarios.

Este documento está organizado en ocho capítulos. Después de esta introducción, se presenta el nuevo rol de la distribución eléctrica en la transición energética, seguido de un análisis detallado de las inversiones necesarias para soportar once vectores clave de la transición. La metodología del estudio, los resultados del modelo de inversiones, las condiciones habilitadoras para las inversiones, la caracterización de los beneficios asociados y las conclusiones y recomendaciones completan la estructura del estudio.

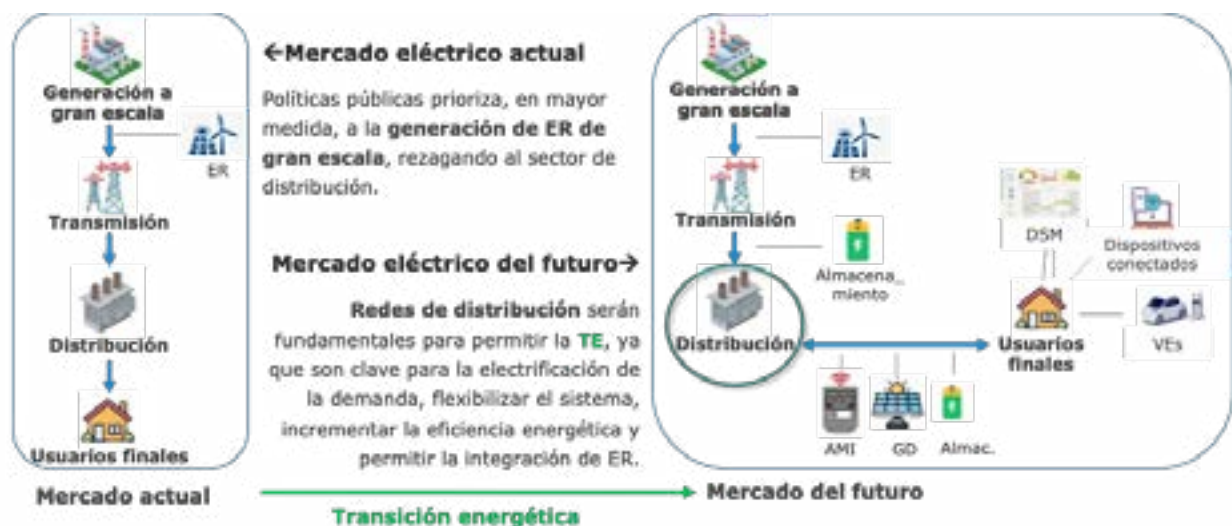


EL NUEVO ROL DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Históricamente, el foco de la planificación y la inversión en el sector eléctrico se ha centrado en la generación y la transmisión, con las redes de distribución consideradas como el último eslabón en la cadena de suministro de electricidad. Sin embargo, la transición energética está invirtiendo esta dinámica. La creciente penetración de generación distribuida, la demanda de electrificación de sectores como el transporte y la calefacción, y la necesidad de mayor resiliencia frente a eventos climáticos extremos, han puesto a la distribución eléctrica en el centro del escenario.

La descentralización de la generación de energía, impulsada por la proliferación de tecnologías de generación distribuida (GD), requiere una reconfiguración de las redes de distribución. Las redes que antes eran esencialmente unidireccionales, diseñadas para transportar electricidad desde grandes plantas de generación a los consumidores finales, ahora deben manejar flujos de energía bidireccionales, gestionando tanto la inyección de energía generada localmente como la demanda de los consumidores. Este cambio hacia una red más distribuida y dinámica transforma el rol de los DSO, que pasan de ser simples transportistas de electricidad a convertirse en gestores activos de una infraestructura compleja que conecta recursos heterogéneos de generación y consumo, responsable de equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real y asegurar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico.

Figura 1. El nuevo rol de los DSO en la transición energética



La integración efectiva de la generación distribuida depende en gran medida de la digitalización y la automatización de las redes de distribución. Tecnologías como los sistemas avanzados de gestión de la distribución (ADMS), la medición inteligente y los dispositivos de control remoto son esenciales para monitorizar y gestionar la variabilidad inherente de las fuentes renovables. Además, la capacidad de predecir y respon-

der a las fluctuaciones de la generación y la demanda en tiempo real se convierte en un componente crítico para mantener la estabilidad del sistema y evitar congestiones o fallas en la red.

Los sistemas de medición avanzada, por ejemplo, permiten un monitoreo granular del consumo de electricidad, proporcionando datos valiosos que pueden ser utilizados

para optimizar el funcionamiento de la red y mejorar la calidad del servicio. Asimismo, los sistemas de automatización de la distribución pueden identificar y aislar fallas de manera automática, minimizando el impacto en los usuarios y mejorando la resiliencia de la red.

El proceso de electrificación de sectores tradicionalmente dependientes de combustibles fósiles, como el transporte y la industria, está creando una nueva demanda significativa en las redes de distribución. La movilidad eléctrica, en particular, está emergiendo como un factor clave en la transición energética, con un impacto directo en la infraestructura de distribución. La carga de vehículos eléctricos no solo incrementa la demanda total de electricidad, sino que también introduce nuevos patrones de consumo que deben ser gestionados cuidadosamente para evitar sobrecargas y asegurar la estabilidad del sistema. Además, la posibilidad de que los vehículos eléctricos actúen como recursos energéticos distribuidos, con la capacidad de inyectar energía de vuelta a la red (Vehicle-to-Grid, V2G), añade una capa adicional de complejidad y oportunidad para los operadores de redes de distribución.

El cambio climático está incrementando la frecuencia e intensidad de fenómenos meteorológicos extremos, lo que representa una amenaza creciente para la infraestructura de distribución eléctrica. La resiliencia de las redes, es decir, su capacidad para resistir y recuperarse rápidamente de estos eventos, se ha convertido en una preocupación central en la planificación y operación de las redes de distribución. La modernización de la infraestructura, junto con la implementación de estrategias de gestión del riesgo, es crucial para asegurar un suministro de electricidad confiable y continuo en un entorno de creciente incertidumbre climática. Los DSO deben invertir en infraestructuras más robustas y flexibles, incluyendo la implementación de redes subterráneas, sistemas de protección avanzados y la adopción de estrategias de gestión de riesgos. Además, la integración de almacenamiento de energía a nivel de distribución puede ofrecer una

mayor flexibilidad operativa, permitiendo que la red mantenga el suministro incluso durante interrupciones en la generación o la transmisión.

La calidad del servicio es otro aspecto que adquiere una nueva dimensión en el contexto de la transición energética. Los usuarios no solo demandan un suministro eléctrico confiable, sino también servicios que se adapten a sus necesidades en términos de flexibilidad, sostenibilidad y costos. Los DSO deben asegurar que, a medida que la red se vuelve más compleja, la calidad del servicio se mantenga o incluso mejore, lo que requerirá inversiones en modernización de infraestructuras y en tecnologías de monitoreo y control.

El éxito de la transición energética y la adaptación de las redes de distribución a su nuevo rol depende en gran medida del marco regulatorio y de las políticas implementadas en cada país. Es esencial que los reguladores y formuladores de políticas desarrollen un entorno que promueva la inversión en modernización de la infraestructura, la adopción de tecnologías avanzadas y la integración de nuevas fuentes de energía. Esto incluye la creación de esquemas de remuneración que incentiven la innovación y la eficiencia, así como la implementación de políticas que aseguren la equidad en el acceso a los beneficios de la transición energética.

En conclusión, el nuevo rol de la distribución eléctrica en la transición energética no solo redefine la manera en que se diseña y opera la infraestructura, sino que también plantea nuevos desafíos y oportunidades para los actores del sector. La capacidad de las redes de distribución para adaptarse y evolucionar en este nuevo entorno será determinante para el éxito de la transición energética en América Latina. Invertir en la modernización de las redes de distribución, en la digitalización y automatización, y en la resiliencia y calidad del servicio, no es una opción, sino una necesidad para asegurar un futuro energético sostenible y próspero para la región.

INVERSIONES ASOCIADAS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transformación integral de la infraestructura de distribución eléctrica para la transición energética implica una serie de inversiones estratégicas destinadas a modernizar las redes, hacerlas más resilientes, eficientes y capaces de soportar la creciente demanda de energía eléctrica proveniente de nuevos usos, la electromovilidad, la generación distribuida y la digitalización. A continuación, se detallan once vectores de inversiones clave necesarias en estos ámbitos, que serían adicionales al crecimiento tendencial, el cual servirá como referencia para comparar los avances bajo los escenarios de TE Efectiva y TE Parcial.

Figura 2. Vectores de inversiones en Transición Energética

1 Electrificación de Nuevos usos Ampliación de red y capacidad de transformación asociada a nuevas demandas residenciales, industriales y comerciales.	2 Electromovilidad Ampliación de red y capacidad de transformación asociada a nuevas demandas de vehículos EV (autos, motos, buses, camiones).	3 Conexión a Generación Distribuida Reeducción de la red asociada a la conexión de Generación Distribuida.	4 Digitalización y Automatización Implementación de sistemas: ADMS, GIS avanzado, gestión comercial, de activos, sensores, interruptores, etc.
5 Infraestructura AMI - Instalación de Medidores Inteligentes. - Implementación de sistemas de comunicación y MDM.	6 Calidad de Servicio Ampliación y adecuación de la red para cumplimiento de indicadores de calidad de servicio (acortamiento de alimentadores de MT).	7 Resiliencia - Estrategia adoptada en inversiones de red y CCTT - Matriz de tecnologías, contemplando redes protegidas, pre-ensambladas, subterráneas, etc.	8 Actualización de la Red Inversiones relacionadas con renovación de activos que han superado su vida útil o están muy cerca de alcanzarla.
9 Almacenamiento por Baterías Inversiones en sistemas de almacenamiento por baterías para optimización de la operación (asociada a penetración de GD).	10 Normalización de Pérdidas - Implementación de redes especiales (redes blindadas, red de BT en altura, etc.). - Implementación de herramientas de gestión de proximidad.	11 Acceso Universal - Extensión de la red y capacidad de transformación para conectar nuevos usuarios. - Instalación de sistemas stand-alone en aquellos casos que no pueda extenderse la red.	X Inversiones BAU Ampliación de red y capacidad de transformación asociada al crecimiento tendencial de la demanda (independientes de la Transición Energética).

ELECTRIFICACIÓN DE NUEVOS USOS

La electrificación de nuevos usos es uno de los pilares fundamentales de la transición energética. Se refiere al proceso de sustituir el consumo de combustibles fósiles por electricidad en sectores que históricamente han dependido de estos, como la industria, el transporte, la calefacción y la cocina. En América Latina, este proceso es crucial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la eficiencia energética y disminuir la dependencia de combustibles importados.

Las inversiones en los sistemas de distribución necesarias en este ámbito incluyen la ampliación de la capacidad de transformación y de las redes de distribución para satisfacer las nuevas demandas residenciales, comerciales e industriales. Esto implica la construcción de nuevas subestaciones, la instalación de trans-

“

Las inversiones se distribuyen con un enfoque particular en aquellos que tienen un mayor impacto en la modernización.



formadores de mayor capacidad, y la extensión de líneas de media y baja tensión. Además, se requerirá la implementación de tecnologías avanzadas que permitan una gestión más eficiente de la energía.

El reto principal es asegurar que la infraestructura eléctrica sea capaz de gestionar estos nuevos patrones de consumo sin comprometer la estabilidad y la calidad del servicio. Esto requiere no solo inversiones en activos físicos, sino también en la capacitación de personal y en la adopción de nuevas tecnologías que permitan una operación más flexible y resiliente de la red.

MOVILIDAD ELÉCTRICA

La movilidad eléctrica es uno de los vectores más importantes de la transición energética. La adopción de vehículos eléctricos (VE) está ganando impulso en todo el mun-

do, y América Latina no será la excepción. Sin embargo, la masificación de estos vehículos presenta desafíos significativos para las redes de distribución eléctrica, que deben adaptarse para gestionar la carga adicional y los nuevos patrones de demanda que generan.

Las inversiones en los sistemas de distribución en este campo se centran en la ampliación de la capacidad de la red y de los transformadores para satisfacer las demandas de los VE. Además, es crucial el desarrollo de infraestructura de recarga, tanto en áreas urbanas como en zonas rurales. Esto abarca desde estaciones de carga rápida en carreteras y estaciones de servicio, hasta cargadores residenciales y comerciales.

La red de distribución debe ser capaz de soportar la operación simultánea de múltiples estaciones de recarga de vehículos sin

provocar sobrecargas o interrupciones en el servicio. Para ello, se necesitan inversiones en sistemas de gestión de la demanda y en tecnologías de carga inteligente, que permitan optimizar el uso de la red y minimizar los costos asociados.

Además, la integración de los VE en la red de distribución abre la puerta a nuevas oportunidades, como el concepto de Vehicle-to-Grid (V2G), donde los vehículos eléctricos pueden devolver energía a la red en momentos de alta demanda. Esto requiere inversiones en tecnologías de comunicación y control, así como en la modernización de la red para permitir la bidireccionalidad del flujo de energía.

CONEXIÓN A GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) es un componente esencial de la transición energética, ya que permite la integración de fuentes renovables directamente en la red de distribución. En América Latina, la energía solar fotovoltaica, en particular, ha experimentado un crecimiento significativo, con un número creciente de hogares, empresas e industrias que instalan paneles solares para autoconsumo.

Para facilitar la integración de la GD, las redes de distribución deben ser adaptadas mediante inversiones en la readecuación de la red y la incorporación de equipos especializados de generación distribuida. Esto incluye la instalación de inversores, sistemas de monitoreo y control, y dispositivos de protección que permitan manejar la variabilidad de la generación renovable sin comprometer la estabilidad de la red.

Un aspecto clave de la GD es la gestión de los flujos de energía bidireccionales. Las redes de distribución, que tradicionalmente han sido unidireccionales, ahora deben gestionar la inyección de energía desde múltiples puntos, lo que requiere una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta. Las inversiones en tecnología de control y auto-

matización son esenciales para permitir que la red responda dinámicamente a los cambios en la generación y la demanda.

DIGITALIZACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN

La digitalización y la automatización son los pilares sobre los que se construirá la red de distribución del futuro. Estas tecnologías permiten a los operadores de red gestionar de manera más eficiente y flexible una infraestructura cada vez más compleja. Las inversiones en este campo incluyen la implementación de sistemas avanzados de gestión de la distribución (ADMS), sistemas de información geográfica (GIS) avanzados, sistemas de gestión comercial y de activos, y la instalación de sensores, interruptores automáticos y otros dispositivos que permitan una monitorización y control en tiempo real de la red.

El ADMS, en particular, es una tecnología crítica que permite la operación optimizada de la red de distribución, integrando información de diversas fuentes y facilitando la toma de decisiones en tiempo real. Esto incluye la capacidad de identificar y aislar fallas de manera automática, gestionar la demanda de energía, y optimizar el uso de los recursos disponibles.

Además, la digitalización facilita la implementación de soluciones innovadoras como la respuesta a la demanda, donde los consumidores pueden ajustar su consumo en función de señales de precio o de la disponibilidad de energía renovable, contribuyendo a equilibrar la oferta y la demanda en la red.

La automatización, por su parte, permite una operación más eficiente y segura de la red, reduciendo la necesidad de intervención manual y mejorando la resiliencia frente a eventos inesperados. Esto incluye desde la automatización de subestaciones y líneas de distribución, hasta la implementación de tecnologías de auto-reconfiguración que permiten restablecer el servicio de manera rápida y eficiente en caso de fallas.

MEDICIÓN AVANZADA

La infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) es una parte fundamental de la modernización de las redes de distribución en el contexto de la transición energética. Los sistemas AMI incluyen medidores inteligentes, sistemas de comunicación y sistemas de gestión de datos de medición (MDM), que permiten una monitorización precisa y en tiempo real del consumo de electricidad en todos los niveles de la red.

Las inversiones en AMI permiten a los operadores de red obtener datos detallados sobre el consumo de energía, lo que es esencial para gestionar de manera eficiente la red en un entorno cada vez más complejo y dinámico. Estos datos pueden ser utilizados para optimizar la operación de la red, mejorar la precisión de las facturas de electricidad, y proporcionar a los consumidores información detallada sobre su consumo, lo que puede fomentar un uso más racional de la energía.

Además, los sistemas AMI son una pieza clave para la implementación de tarifas dinámicas, que reflejen las variaciones en los costos de generación de energía y promuevan un consumo más eficiente y sostenible. También son fundamentales para la integración de la generación distribuida y la movilidad eléctrica, ya que permiten gestionar la inyección de energía en la red y optimizar el uso de la infraestructura de recarga.

CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio en la distribución eléctrica es un aspecto crucial que influye directamente en la satisfacción de los usuarios y en la confiabilidad del suministro de energía. En el contexto de la transición energética, la mejora de la calidad del servicio se vuelve aún más importante debido a la creciente dependencia de la electricidad para nuevos usos, la movilidad eléctrica y la generación distribuida.

Las inversiones en este ámbito se centran en la ampliación y readecuación de la red para cumplir con indicadores de calidad del servicio más exigentes. Esto incluye la reducción de la duración y frecuencia de interrupciones, así como la mejora de la tensión eléctrica suministrada a los usuarios. Para lograr esto, es necesario implementar tecnologías avanzadas que permitan un monitoreo y control en tiempo real de la red, como sensores y sistemas de gestión avanzada.

Un aspecto clave es el acortamiento de los alimentadores de media tensión (MT), lo que reduce la exposición a fallas y mejora la capacidad de respuesta ante eventos imprevistos. La implementación de equipos automáticos de restauración y la creación de rutas alternativas para la energía también son inversiones esenciales para mejorar la calidad del servicio.

RESILIENCIA

La resiliencia de la red de distribución eléctrica es la capacidad para resistir, adaptarse y recuperarse rápidamente de eventos adversos, como desastres naturales, fallas técnicas o ataques cibernéticos. En el contexto de la transición energética, mejorar la resiliencia de la red es fundamental para asegurar un suministro eléctrico continuo y confiable, especialmente ante un clima cada vez más impredecible y extremo.

Las inversiones en resiliencia incluyen la adopción de estrategias y tecnologías que permitan a la red enfrentar mejor estos desafíos. Esto abarca desde la implementación de redes protegidas contra incendios forestales y otras amenazas naturales, hasta el despliegue de tecnologías de preensamblados y redes subterráneas, que son menos vulnerables a daños externos. Además, es crucial invertir en la modernización de los centros de control y telecomunicaciones (CCTT) para mejorar la capacidad de respuesta de la red ante emergencias.

Un enfoque integral en resiliencia también considera la diversificación de las fuentes de generación, incluyendo la generación dis-

tribuida y el almacenamiento de energía, lo que permite a la red operar de manera autónoma en caso de desconexión de la red principal.

ACTUALIZACIÓN DE LA RED

La actualización de la red de distribución eléctrica es una tarea continua que implica la renovación de activos que han superado su vida útil o que están cerca de alcanzarla. Esta actualización es esencial para mantener la confiabilidad del suministro eléctrico y para adaptar la red a las nuevas demandas que surgen de la transición energética.

Las inversiones en este ámbito se centran en la sustitución de transformadores, cables, subestaciones y otros componentes críticos que ya no cumplen con los estándares actuales de eficiencia y seguridad. Además, la actualización de la red incluye la incorporación de tecnologías más avanzadas que permitan una operación más flexible y eficiente, como la automatización de subestaciones y la digitalización de procesos de monitoreo y control. Un aspecto clave de la actualización de la red es la integración de capacidades para manejar la generación distribuida y la movilidad eléctrica, lo que requiere una planificación cuidadosa y una inversión significativa en nuevas tecnologías y capacitación del personal.

Para efectos del presente estudio, se considera que este vector está compuesto todas aquellas inversiones en actualización que sean adicionales a aquellas ya incluidas en el vector de crecimiento tendencial, y que sean requeridas para alcanzar los escenarios de transición energética efectiva y parcial.

ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

El almacenamiento de energía a través de baterías es una tecnología que desempeña un papel crucial en la transición energética, ya que permite optimizar la operación de la red y mejorar la integración de fuentes reno-

vables, como la energía solar y eólica. Las baterías proporcionan una solución efectiva para gestionar la variabilidad de la generación renovable y para asegurar un suministro eléctrico continuo durante periodos de alta demanda o interrupciones en la red.

Las inversiones en sistemas de almacenamiento por baterías se centran en la instalación de baterías a gran escala en puntos estratégicos de la red de distribución. Estas baterías pueden ser utilizadas para almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla cuando la demanda es alta, ayudando a equilibrar la oferta y la demanda y a reducir la necesidad de activar centrales térmicas costosas y contaminantes.

Además, el almacenamiento de energía es esencial para la integración de la generación distribuida y la movilidad eléctrica, ya que permite gestionar mejor los flujos de energía en la red y asegurar que la energía generada localmente pueda ser utilizada de manera eficiente. Las baterías también juegan un papel crucial en la mejora de la resiliencia de la red, ya que pueden proporcionar energía de respaldo en caso de interrupciones en el suministro.

NORMALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

La normalización de pérdidas en la red de distribución eléctrica es un desafío importante en América Latina, donde las pérdidas técnicas y no técnicas representan un porcentaje significativo de la energía distribuida. La reducción de estas pérdidas es esencial para mejorar la eficiencia operativa de la red, reducir los costos para los consumidores y minimizar el impacto ambiental.

Las inversiones en este ámbito incluyen la implementación de redes especiales, como redes blindadas y redes de baja tensión con mejores estándares de eficiencia. Estas redes están diseñadas para reducir las pérdidas técnicas asociadas a la resistencia de los cables y a las conexiones ineficientes.

Además, es crucial invertir en tecnologías de medición avanzada, como los sistemas

AMI, que permiten una monitorización precisa del consumo de energía y la detección de pérdidas no técnicas, como el fraude o el robo de energía. La implementación de herramientas de análisis de datos también es fundamental para identificar patrones de pérdidas y tomar medidas correctivas.

La normalización de pérdidas no solo mejora la eficiencia de la red, sino que también contribuye a la equidad y justicia energética, asegurando que todos los usuarios paguen por la energía que consumen y reduciendo las tarifas para aquellos que ya cumplen con las normativas.

UNIVERSALIZACIÓN

La universalización del acceso a la electricidad es un objetivo clave en la mayoría de los países de América Latina, donde todavía existen comunidades rurales y remotas que no tienen acceso a un suministro eléctrico confiable y asequible. La transición energética ofrece una oportunidad para acelerar el proceso de electrificación, utilizando tecnologías innovadoras y modelos de negocio que puedan llevar electricidad a las áreas más difíciles de alcanzar.

Las inversiones en universalización incluyen la extensión de la red de distribución a zonas rurales y de difícil acceso, así como la instalación de sistemas de generación distribuida, como paneles solares y micro redes, que pueden proporcionar un suministro eléctrico autónomo y confiable en comunidades aisladas.

La universalización del acceso a la electricidad no solo mejora la calidad de vida de las personas, sino que también impulsa el desarrollo económico y social, permitiendo a las comunidades participar en la economía moderna y acceder a servicios básicos como la educación, la salud y la comunicación.

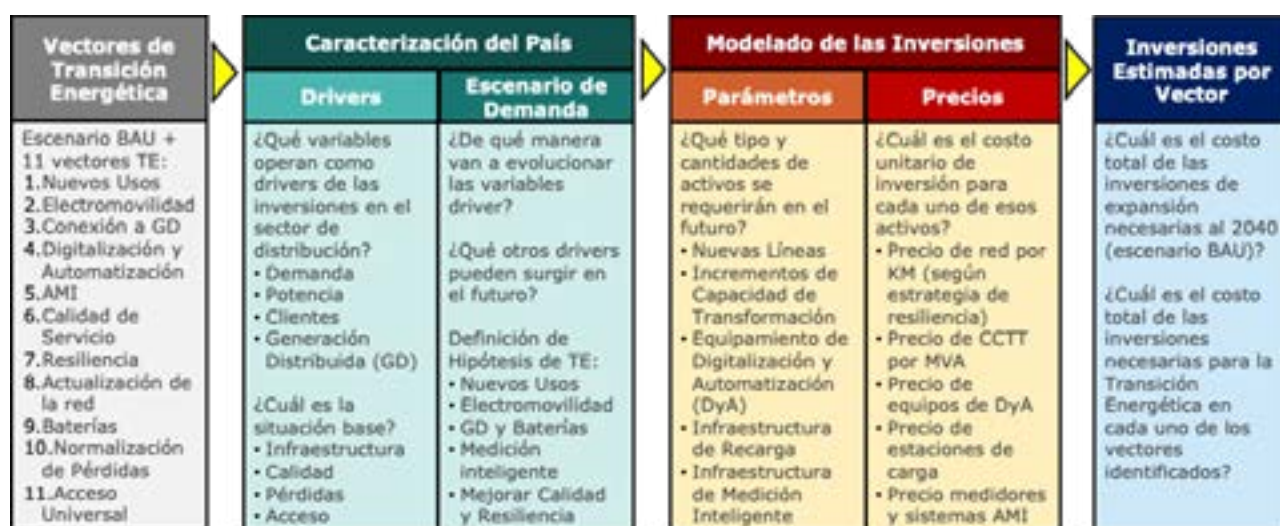


04

METODOLOGÍA

La estimación de las necesidades de inversión en el segmento de distribución eléctrica se ha realizado a través de un modelo que contempla diferentes escenarios de transición energética. Estos escenarios buscan ilustrar dos posibles trayectorias que podrían seguir los países de América Latina en su camino hacia una modernización integral del sector eléctrico. Este capítulo describe el enfoque metodológico adoptado para caracterizar la situación actual de los sistemas de distribución, las metas nacionales de política energética, las proyecciones de demanda, los parámetros técnicos y los costos de los activos, así como la definición de los escenarios de transición energética que guían el análisis.

Figura 3. Estructura del Modelo de Inversiones



CARACTERIZACIÓN DE LA SITUACIÓN BASE

El primer paso en la metodología del estudio fue la caracterización de la situación base de los sistemas de distribución eléctrica en los países seleccionados: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú. Esta caracterización se realizó mediante la recopilación y análisis de datos proporcionados por las empresas distribuidoras asociadas a ADELAT, complementados con información de fuentes secundarias.

La caracterización incluyó una evaluación de la infraestructura existente, identificando la capacidad instalada, el estado de los activos, la cobertura de la red, y los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas. Además, se analizaron los indicadores de calidad del servicio, tales como la duración y frecuen-

cia de las interrupciones. Esta fase también implicó una revisión de las prácticas operativas actuales.

Se consideraron drivers clave, como la evolución del consumo eléctrico, la capacidad instalada y la necesidad de nuevas capacidades para soportar la creciente demanda, la cantidad y tipos de clientes y el impacto actual y potencial de la GD en la red de distribución. Se incluyeron variables adicionales como la calidad del servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas, y el acceso a la electricidad. En la siguiente tabla se sintetizan los principales indicadores de la caracterización de la situación base para cada país analizado.

Tabla 1. Situación base por país

Ítem	Unidad	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Guatemala	Perú
Demanda e Infraestructura Base								
Consumo de Energía	GWh	140,883	582,234	77,314	79,985	30,188	12,548	53,992
Potencia Máxima	MW	29,105	101,472	11,549	11,413	4,641	1,970	7,606
Número de Clientes	Millones	15.6	92.2	8.0	16.6	5.7	3.9	8.6
Dispersión promedio de la Red	m/cliente	29.7	45.3	24.9	35.6	40.3	29.4	35.7
Longitud de la Red	KM	463,308	4,172,761	199,880	590,681	228,198	114,682	307,133
Participación Red BT/(Total Red BT+MT)	%	52.5%	26.3%	50.2%	49.8%	48.9%	59.8%	57.0%
Participación Red MT/(Total Red BT+MT)	%	47.5%	73.7%	49.8%	50.2%	51.1%	40.2%	43.0%
Electromovilidad								
Parque Eléctrico	%	0.01%	0.08%	0.13%	0.12%	0.05%	0.02%	0.01%
Conexión a EERR (GD)								
Capacidad Instalada Prosumidores	MW	30	25,818	203	211	70	83	5
Capacidad Instalada Utility Scale**	MW	0	0	2,691	0	0	125	0
Generación Distribuida / Consumo	%	0.04%	6.86%	6.11%	0.36%	0.31%	2.57%	0.01%
Infraestructura AMI								
Despliegue Medición Inteligente	%	1.00%	0.52%	8.85%	3.92%	3.12%	8.42%	1.31%
Calidad de Servicio								
Indicador de Frecuencia (SAIFI/FMIK/FEC)	#	10.2	5.2	7.4	15.4	5.1	5.1	5.2
Indicador de Duración (SAIDI/TTIK/DEC)	#	16.5	10.5	13.6	23.4	6.1	23.4	15.9
Almacenamiento en Baterías								
Capacidad Instalada Almacenamiento	MW	No significativa						
Normalización (Pérdidas)								
Nivel de Pérdidas de Distribución	%	15.6%	13.7%	10.2%	13.9%	15.0%	9.9%	9.8%
Acceso Universal								
Nivel de Cobertura	%	100.0%	99.5%	99.6%	95.5%	97.3%	89.9%	94.1%

La información recopilada permitió establecer una línea de base clara sobre la cual se proyectaron las necesidades de inversión, considerando tanto las limitaciones actuales como las oportunidades para mejorar la eficiencia del sistema.

METAS NACIONALES DE POLÍTICA

El análisis de las metas nacionales de política energética es fundamental para entender el contexto en el que se desarrollará la transición energética en cada país. Estas metas, establecidas por los gobiernos nacionales y organismos reguladores, definen los objetivos a largo plazo en términos de descarbonización, electrificación, integración de energías renovables y mejora de la calidad del servicio.

El estudio consideró las políticas y planes nacionales, como los compromisos de reducción de emisiones bajo el Acuerdo de París, los objetivos de electrificación rural, las metas de eficiencia energética y los programas de incentivos para la movilidad eléctrica y la generación distribuida. También se tomaron en cuenta las regulaciones específicas que afectan al sector de distribución eléctrica, como los marcos tarifarios, los requisitos de calidad del servicio y las normas técnicas.

A continuación, se presenta un resumen de las principales metas y proyecciones para los países considerados en este estudio, basadas en los compromisos actuales y planes estratégicos de cada nación.



La transformación integral de la infraestructura de distribución eléctrica para la transición energética implica una serie de inversiones.

Tabla 2. Metas y proyecciones nacionales de política

Metas y Proyecciones							
Reducción de Emisiones GEI (NDC)	Meta 2030 -27.7% IC -37.5% C	Metas 2025: -37% 2030: -43%	Meta 2030 -30% IC -35/45% C	Meta 2030 -51%	Meta 2025 -20/25% IC -37.5% C	Meta 2030 -11.2% IC -22.6% C	Meta 2030 -30% IC -40% C
Generación Renovable	57% ER (c/ G. Hidro)	45% ERNC	80% ER (c/ G. Hidro)	Incremento 20 GW ERNC	85% ER (c/ G. Hidro)	64% ERNC	35% ERNC
Generación Distribuida	1 GW Capacidad Instalada	37 GW Capacidad Instalada	6 GW Capacidad Instalada	X	X	X	5% Energía sea GD (al 2040)
Movilidad Eléctrica (Parque EV)	Autos 1% Buses 20% Motos 2% Camiones 6%	Autos 0,85% Buses 8,5%	Ventas 100% Eléctricas (al 2035)	EV 100 mil	EV 100 mil	X	Autos 171 mil Buses 6,7 mil
Acceso Universal	X	100% al 2026	X	100% al 2035	100% al 2030	100% al 2032	100% al 2028
Medición Inteligente	X	100%, sin fecha	100% al 2025	75% al 2030	100%, sin fecha	X	100% al 2024

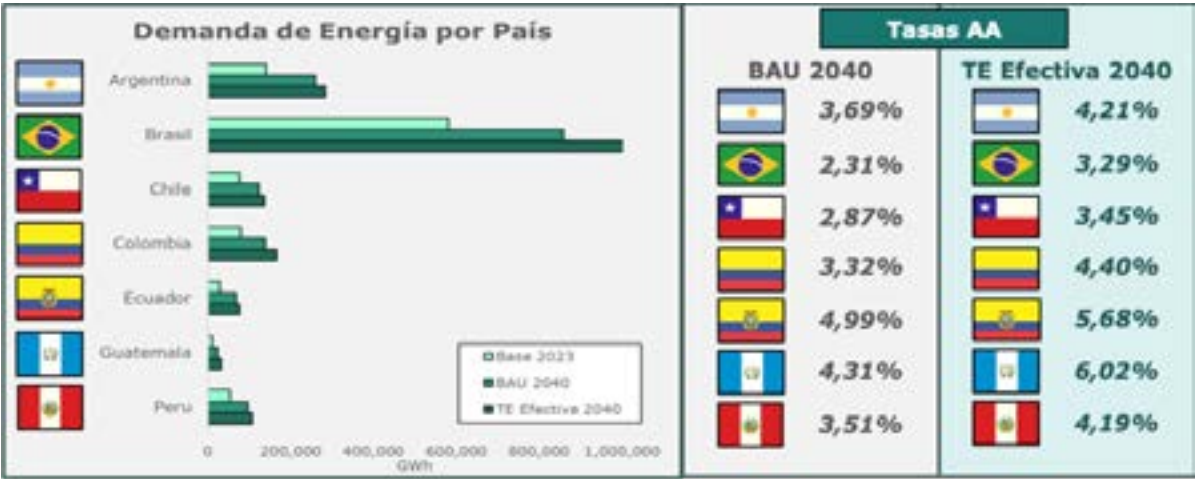
PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda eléctrica son un componente esencial del modelo de inversiones, ya que determinan la magnitud y el tipo de infraestructura que será necesario desarrollar. Para elaborar estas proyecciones, se utilizaron modelos econométricos que incorporan variables macroeconómicas, demográficas y tecnológicas, y se definieron hipótesis de evolución de la demanda considerando factores como electrificación de nuevos usos, crecimiento de la demanda asociado a la adopción de vehículos eléctricos, impacto de la generación distribuida y el almacenamiento de energía en la demanda de red, efecto de la implementación de infraestructura avanzada de medición (AMI),

y demanda adicional derivada de la mejora de la calidad del servicio y la resiliencia de la red.

En este estudio, a continuación se presentan las proyecciones de demanda correspondientes al Crecimiento Tendencial (BAU) y al escenario de Transición Efectiva (TE Efectiva), con un horizonte temporal hasta el año 2040. Se registran variaciones entre los países debido a diferencias en el crecimiento económico y la estructura demográfica, con Ecuador y Guatemala mostrando un crecimiento particularmente acelerado, y Brasil y Chile registrando las menores tasas.

Figura 4. Proyecciones de demanda de energía



PARÁMETROS TÉCNICOS Y COSTOS DE LOS ACTIVOS

Para la determinación de los parámetros técnicos y los costos de los activos se realizaron consultas con las empresas asociadas a ADELAT y se revisaron estudios técnicos y económicos sobre tecnologías y de distribución eléctrica.

Se establecieron parámetros técnicos para cada uno de los vectores de transición energética identificados que incluyeron, entre otros, los requerimientos de expansión de nuevas líneas y capacidad de transformación para soportar la mayor demanda y la integración de generación distribuida, las necesidades de inversión en tecnología para la digitalización de la red, incluyendo sistemas ADMS, sensores, y dispositivos de control remoto, los costos asociados con la instalación de estaciones de recarga, y la implementación de medidores inteligentes y sistemas de gestión de datos de medición.

Asimismo, se estimaron los costos unitarios de los activos necesarios para implementar las inversiones, basados en precios de mercado y datos históricos. Se incluyeron costos por kilómetro de red, por megavatio de capacidad de transformación, y por unidad de equipamiento de DyA y AML, entre otros.

ESCENARIO DE CRECIMIENTO TENDENCIAL (BAU)

El modelo considera un escenario base de crecimiento tendencial de las inversiones de los DSO (BAU, Business As Usual), que sirve como referencia para comparar el impacto de las inversiones en los escenarios de transición energética, estimando la evolución del consumo de energía eléctrica hasta el año 2040 utilizando un enfoque de proyección econométrica. Este enfoque se basa en modelos de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) que utilizan el Producto Interno Bruto (PIB) como la principal variable explicativa del crecimiento en la demanda energética, asumiendo que la red de distribución continúa desarrollándose de acuerdo con las

tendencias históricas, sin cambios significativos en la política energética o en la adopción de nuevas tecnologías, y sin implementar medidas adicionales para la transición energética. La proyección se realiza de manera desagregada por sectores, incluyendo el residencial, comercial, industrial y otros, considerando las inversiones según dos categorías principales:

Inversiones Obligatorias o “Mandatorias”: incluyen las inversiones de los DSO necesarias para atender el crecimiento de la demanda y la expansión de la red para conectar nuevos usuarios, cumpliendo con las normativas y regulaciones vigentes, y aquellas que buscan corregir situaciones que podrían comprometer la seguridad operativa, la calidad del servicio, o el medio ambiente. En algunos casos, estas inversiones pueden responder a exigencias regulatorias no directamente relacionadas con la operación eléctrica, pero que son obligatorias por ley, como puede ser la corrección de impactos ambientales.

Inversiones “Discrecionales”: Este tipo de inversiones son planificadas y se realizan bajo la consideración de criterios internos de la empresa, enfocándose en mejorar la eficiencia operativa y mantener la competitividad en el mercado. Las inversiones discrecionales pueden incluir actualizaciones tecnológicas, expansión de servicios, o renovación de activos para optimizar la operación y reducir costos.

ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los escenarios de transición energética consideran una evolución más ambiciosa del sistema energético, impulsada por políticas y tecnologías que buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la eficiencia energética. Estos escenarios fueron diseñados para capturar las diferentes rutas que los países podrían seguir en su camino hacia una red de distribución eléctrica más moderna, eficiente y resiliente.

Transición Efectiva: Este escenario representa un enfoque en el que los países realizan un esfuerzo significativo para lograr una implementación robusta y ambiciosa de las medidas necesarias para modernizar sus redes de distribución eléctrica. Bajo TE Efectiva, se supone que las políticas públicas, la regulación, y los actores del sector energético colaboran de manera efectiva para facilitar las inversiones requeridas, lo que resulta en que los siete países logran niveles de electrificación similares a los propuestos por el estudio “Connecting the Dots” para la Unión Europea en 2030 y muy superiores a las metas y proyecciones nacionales de política presentadas en la sección 4.2, particularmente en conexión a generación distribuida y movilidad eléctrica. El escenario también supone que se alcanza el acceso universal y un despliegue de medición inteligente del 100% en 2040, lo que es consistente con las metas nacionales, aunque con diferentes años de alcance.

En este escenario ocurre una adopción rápida y masiva de tecnologías avanzadas, como la digitalización y automatización de la red, la integración de vehículos eléctricos (VEs), y la conexión de generación distribuida (GD). Este escenario incluye también un incremento adicional en la demanda energética derivado de la electrificación de sectores que actualmente dependen de fuentes de energía convencionales (como el GLP, diésel y otros combustibles fósiles).

En este escenario, la demanda máxima se proyecta utilizando perfiles de carga típicos para cada sector y curvas de generación solar. Estos perfiles son cruciales para entender cómo las variaciones en la generación distribuida y el almacenamiento impactarán en la demanda en diferentes momentos del día y del año. La proyección se basa en datos de GME y en herramientas como el GlobalSolarAtlas, desarrollado por Solargis, ES-MAP y el Banco Mundial.

Transición Parcial: En este escenario, el avance hacia la modernización de la red es más gradual, con una menor adopción de tecnologías avanzadas y un enfoque en

mantener la operatividad básica de la red. Este escenario asume que existen barreras significativas, como restricciones financieras, incertidumbre regulatoria, o una menor prioridad política, que limitan la capacidad de los países para realizar las inversiones necesarias a gran escala.

En este escenario, la conexión a generación distribuida y la penetración de movilidad eléctrica también alcanza niveles superiores a las metas y proyecciones nacionales de política, aunque las diferencias son más moderadas, mientras que se mantiene el mismo supuesto de acceso universal y despliegue de medición inteligente del 100% en 2040. El escenario supone una adopción de tecnologías avanzadas más lenta, y una electrificación de nuevos usos de manera más moderada. Este escenario refleja una realidad en la que los países logran avances, pero sin alcanzar los niveles de desarrollo esperados en el escenario de TE Efectiva.

A continuación se presenta un resumen de los supuestos considerados para cada uno de los escenarios de transición energética evaluados.



Los escenarios de transición energética consideran una evolución más ambiciosa del sistema energético.

Tabla 3. Escenarios de Transición Energética Efectiva y Parcial

Vector	Escenario TE Efectiva	Escenario TE Parcial
Electrificación de Nuevos Usos	Residencial: electrificación parcial GLP y biomasa Industrial: electrificación parcial Carbón mineral, biomasa, GLP, diésel y fuel oil Comercial y Sector Público: consumo 100% electrificado	Escenario de electrificación limitada (50% del escenario de TE Efectiva)
Electromovilidad	Penetración del 20% del parque vehicular	Penetración del 10% del parque vehicular
Conexión a GD	Generación distribuida equivalente al 20% del consumo energético	Generación distribuida equivalente al 10% del consumo energético
Digitalización y Automatización	Sistema 100% digital y automatizado. Implementación de sistema ADMS, GIS avanzado, sistemas de gestión comercial, de activos, sensores, interruptores, etc.	Sistema 50% digital y automatizado. Implementación de sistema ADMS, GIS avanzado, sistemas de gestión comercial, de activos, sensores, interruptores, etc.
AMI	Despliegue del 100%	Despliegue del 50%
Calidad de Servicio	En función de las características de la red de cada país. Aproximadamente se acortan alimentadores en un 10-16%, lo cual reduce significativamente los indicadores de calidad de servicio (SAIDI/SAIFI - TTIK/FMIK)	En función de las características de la red de cada país. Aproximadamente se acortan alimentadores en un 5-8%, lo cual reduce de manera limitada los indicadores de calidad de servicio (SAIDI/SAIFI - TTIK/FMIK)
Resiliencia	Estrategia de resiliencia en función del riesgo climático de cada país (alta participación de red subterránea)	Estrategia de resiliencia 90% Aérea - 10% Subterránea
Actualización de la Red	En función de las características de la red de cada país	En función de las características de la red de cada país
Baterías	Se incorporan SAEB a medida que la GD supera el umbral del 15% del consumo energético	No contempla SAEB
Normalización de Pérdidas	Normalización del 100% de clientes irregulares	Normalización del 100% de clientes irregulares
Acceso Universal	Acceso del 100% garantizado, ya sea por red o stand-alone	Acceso del 100% garantizado, ya sea por red o stand-alone

Para desarrollar estos escenarios, se utilizó un modelo flexible y estandarizado que permite realizar estimaciones de las necesidades de inversión en el segmento de distribución eléctrica para cada uno de los once vectores de inversión identificados. La valoración de las necesidades de inversión se realizó para cada país, considerando un horizonte temporal hasta el año 2040. El análisis se basa en precios constantes de USD de diciembre de 2023, lo que proporciona una estimación de valores reales que facilita la comparación entre diferentes países y escenarios.

Es importante destacar que el monto de inversiones estimado para cada escenario corresponde a aquellas que serían realizadas de forma exclusiva por los DSO, excluyendo otras inversiones que pueden ser desarrolladas por actores diferentes, como son las correspondientes a activos de conexión a Generación Distribuida o infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

Además, las inversiones resultantes no se consideran restringidas por los contextos regulatorios, financieros u operativos de cada país. Se trata de inversiones necesarias, independientemente de las barreras actuales, lo que subraya la importancia de un marco de políticas y regulaciones que facilite su implementación.



RESULTADOS DEL MODELO DE INVERSIONES

Este capítulo presenta los resultados detallados del modelo de inversiones para la transición energética en el segmento de distribución eléctrica en los siete países considerados. Se analizan los resultados bajo los dos escenarios: Transición Efectiva y Transición Parcial. En ambos casos, se calculan los montos totales de inversión necesarios, se identifican los vectores con mayor peso porcentual y se presentan las inversiones promedio por año requeridas por país. Además, se analizan indicadores clave, como las inversiones anuales en relación con el PIB, por cliente y por MWh.

ESCENARIO DE TRANSICIÓN EFECTIVA

Para los siete países considerados, el modelo estima un total de USD 431 mil millones en inversiones acumuladas necesarias hasta el año 2040 por parte de los operadores de sistemas de distribución eléctrica (DSO), excluyendo aquellas en activos de conexión a generación distribuida (GD) que podrían ser realizadas por otros agentes. Este valor es 201% superior a las inversiones que se realizarían en el escenario de crecimiento tendencial (USD 143 mil millones).

Gráfico 1. Resultados Escenario Transición Efectiva



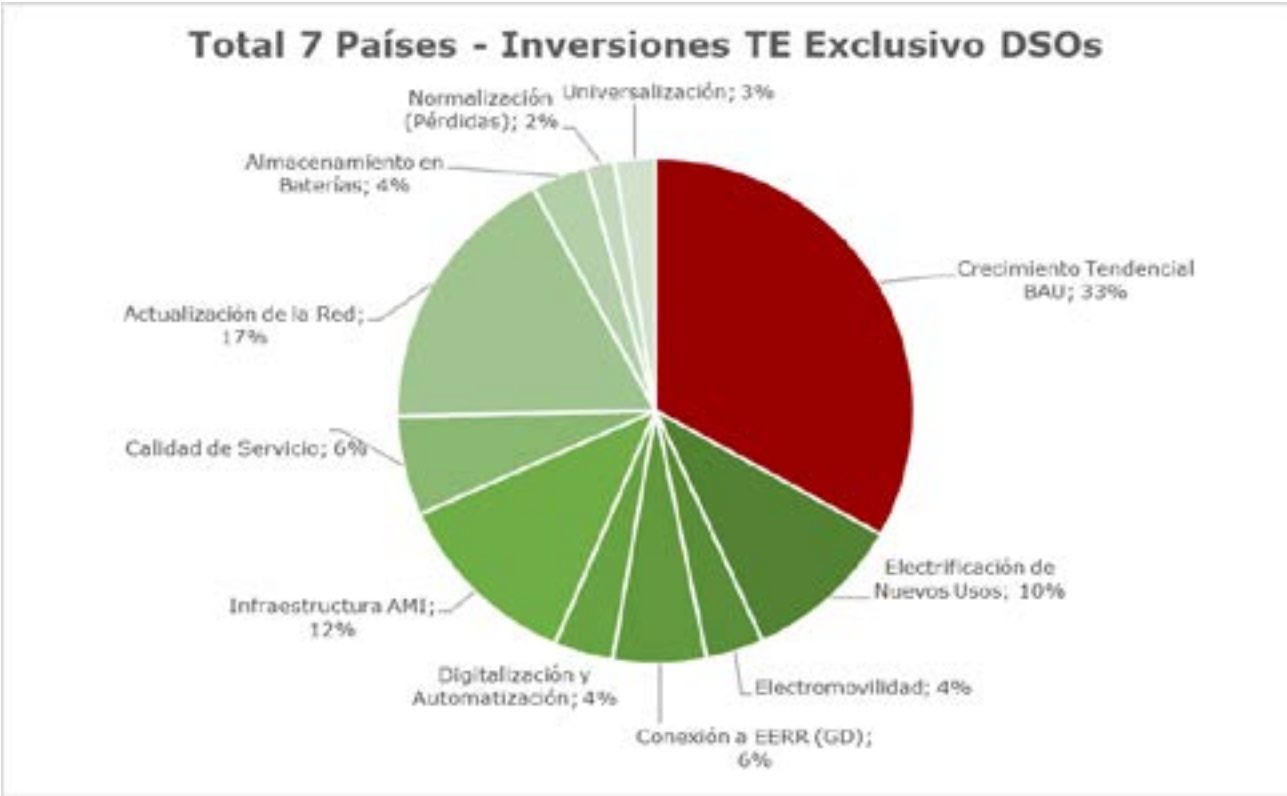
Las inversiones anualizadas representarían entre 0,19% y 0,50% del PIB de los países evaluados, y entre 75,4 y 97,4 USD por cliente (con base en el número total de clientes conectados). Finalmente, las inversiones proyectadas por energía distribuida son entre 6,0 y 16,1 USD/MWh. A continuación se presenta un resumen de las inversiones promedio por año estimadas para cada país en el escenario de TE Efectiva.

Tabla 4. Inversiones promedio por año en el escenario de TE Efectiva

Inversiones de TE Efectiva al 2040: 11 Vectores + BAU (Billones de USD/Año)							
Ítem	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Guatemala	Perú
BAU	0.8	5.6	0.2	0.9	0.4	0.2	0.3
11 Vectores de TE	1.6	10.7	0.7	2.1	0.7	0.5	0.8

Las inversiones se distribuyen entre diferentes vectores de la transición energética, con un enfoque particular en aquellos que tienen un mayor impacto en la modernización y eficiencia de la red. Los vectores con mayor peso porcentual en este escenario son el de Crecimiento Tendencial, que representa un 33% del total de la inversión. En lo que se refiere a la transición energética, los vectores de mayor peso son el de Actualización de la Red (17%), Infraestructura AMI (12%) y Electrificación de Nuevos Usos (10%).

Gráfico 2. Distribución de los vectores de inversión en el escenario de TE efectiva



ESCENARIO DE TRANSICIÓN PARCIAL

En el escenario de Transición Parcial, las inversiones necesarias son menores en comparación con el escenario de Transición Efectiva, reflejando una adopción más lenta de tecnologías avanzadas y una menor integración de energías renovables y electrificación de nuevos usos. **El modelo estima un total de USD 307 mil millones de dólares en inversiones acumuladas necesarias hasta el año 2040, para los siete países considerados, inversiones que corresponden a los DSO y excluyen aquellas en activos de conexión a generación distribuida (GD) realizadas por otros agentes. Este valor es 131% superior a las inversiones que se realizarían en el escenario de crecimiento tendencial (USD 143 mil millones).**

Gráfico 3. Resultados Escenario Transición Parcial



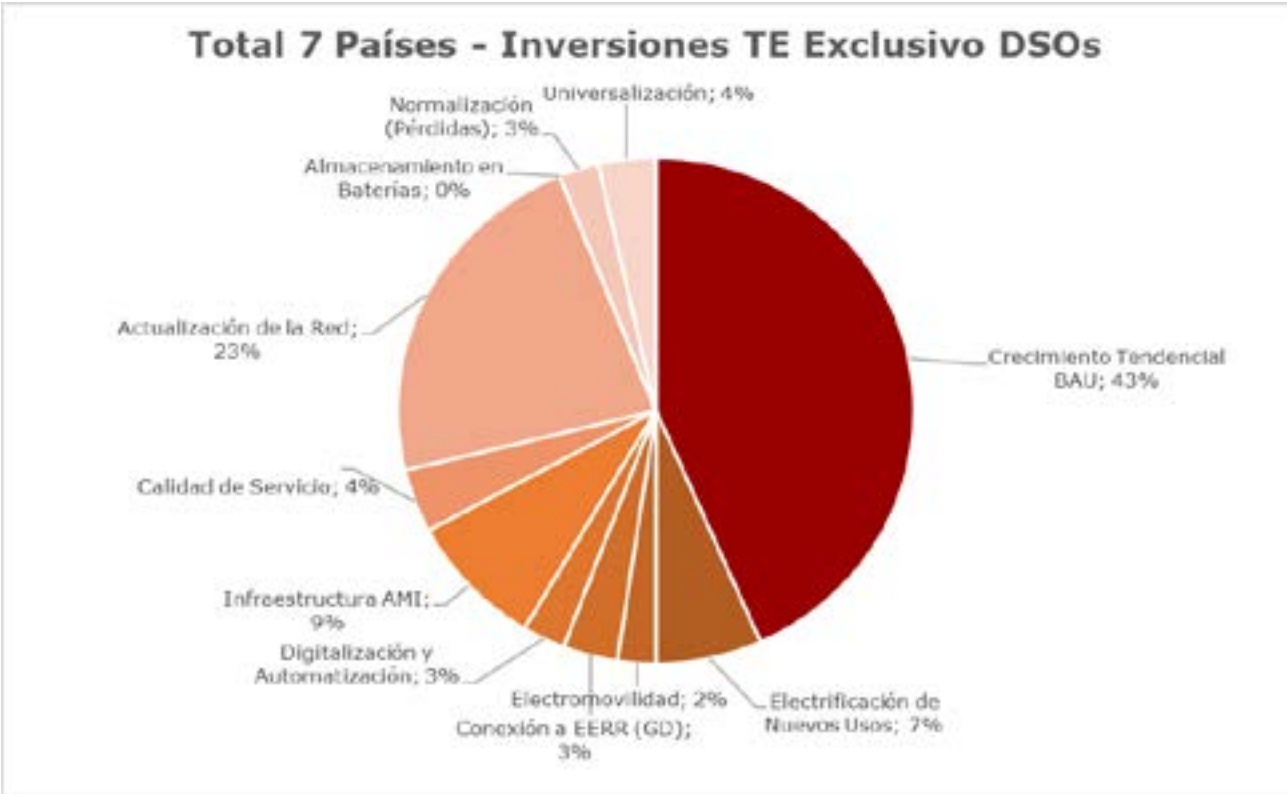
Las inversiones en el escenario TE Parcial se distribuyen de manera diferente en comparación con el escenario de TE Efectiva, con una mayor concentración en la expansión de la red bajo el crecimiento tendencial (BAU), que representa el 43% de las inversiones. Los otros vectores de inversión con mayor peso porcentual en este escenario son: Actualización de la Red (23%), Infraestructura AMI (9%) y Electrificación de Nuevos Usos (7%).

A continuación se presenta un resumen de las inversiones promedio por año estimadas para cada país en el escenario de TE Efectiva.

Tabla 5. Inversiones promedio por año en el escenario de TE Parcial

Inversiones de TE Parcial al 2040: 11 Vectores + BAU (Billones de USD/Año)							
Ítem	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Guatemala	Perú
BAU	0.6	5.5	0.2	0.8	0.3	0.1	0.3
11 Vectores de TE	0.8	6.6	0.4	1.2	0.4	0.3	0.5

Gráfico 4. Distribución de los vectores de inversión en el escenario de transición parcial



La comparación entre los dos escenarios evidencia que, aunque ambos requieren inversiones significativas, el escenario de Transición Efectiva proporciona una mayor capacidad para soportar la demanda futura, integrar nuevas tecnologías y mejorar la resiliencia y calidad del servicio. Sin embargo, este escenario también implica un mayor esfuerzo económico. El escenario de Transición Parcial, si bien es menos ambicioso, ofrece una alternativa más moderada pero que podría limitar el potencial de los países para alcanzar estándares de red de países desarrollados. La decisión sobre cuál camino seguir dependerá de las prioridades políticas, la disponibilidad de financiamiento y la capacidad de implementación de cada país.

CONDICIONES HABILITADORAS PARA LAS INVERSIONES

El éxito de la transición energética en América Latina depende no solo de la identificación de las necesidades de inversión, sino también de la creación de un entorno favorable que permita atraer y sostener esas inversiones a lo largo del tiempo. En este sentido, las condiciones habilitadoras son fundamentales para garantizar que las inversiones planeadas se realicen de manera efectiva y eficiente. Este capítulo aborda dos de las principales condiciones habilitadoras: los esquemas regulatorios de remuneración y las inversiones en otros segmentos de la cadena de valor eléctrica, los cuales son críticos para el desarrollo de una red de distribución robusta, moderna y preparada para los desafíos futuros.

ESQUEMAS REGULATORIOS DE REMUNERACIÓN

Los esquemas regulatorios de remuneración desempeñan un papel crucial en la atracción de inversiones al sector de distribución eléctrica. Estos esquemas determinan cómo las empresas distribuidoras de electricidad (DSO) recuperan sus inversiones y obtienen una rentabilidad razonable, lo que a su vez afecta su capacidad para financiar y ejecutar proyectos de infraestructura.

En un esquema de regulación de precios máximos (Price Cap Regulation), los reguladores establecen un límite máximo para las tarifas que las DSO pueden cobrar, incentivando a las empresas a mejorar su eficiencia para aumentar sus ganancias. Este modelo puede fomentar la contención de costos, pero si los toques de precios se fijan demasiado bajos, puede desincentivar las inversiones necesarias. Adicionalmente, los DSO están expuestos al riesgo de que si la demanda de electricidad disminuye, las no pueden ajustar las tarifas para compensar la reducción de ingresos, lo que podría comprometer su capacidad para recuperar las inversiones realizadas.

En un esquema de regulación de ingresos máximos (Revenue Cap Regulation) los DSO tienen garantizado un nivel de ingresos predefinido de forma que, si la demanda disminuye, las tarifas pueden ajustarse al alza para asegurar que los ingresos proyectados se mantengan. Esto mitiga el riesgo de demanda pero introduce un riesgo de

eficiencia: las empresas podrían tener menos incentivos para realizar inversiones que incrementen su eficiencia operativa, como aquellas en nuevas tecnologías asociadas a la transición energética, ya que sus ingresos están asegurados.

En una regulación de costos más beneficio (Cost Plus Regulation), los DSO son compensados por sus costos operativos más una tasa de retorno garantizada sobre sus inversiones. Este esquema también proporciona un incentivo limitado para las inversiones en tecnologías más eficientes, ya que los DSO no tienen motivación para reducir sus costos. Adicionalmente existe un riesgo regulatorio por la dependencia de la aprobación de los costos por parte del regulador, que limita la flexibilidad de los DSO.

Finalmente, un esquema de regulación por incentivos (Incentive-Based Regulation), ofrece incentivos adicionales para que las DSO mejoren la calidad del servicio, la eficiencia operativa y la innovación tecnológica. Los esquemas de remuneración basados en incentivos pueden incluir mecanismos específicos para promover la inversión en digitalización, resiliencia y reducción de pérdidas.

En el contexto de la transición energética, algunos países han comenzado a desarrollar esquemas regulatorios específicos que ofrecen incentivos adicionales para in-

versiones en áreas clave, como la electrificación de nuevos usos, la movilidad eléctrica, la digitalización y la resiliencia de la red. Estos esquemas pueden incluir bonificaciones por alcanzar objetivos de descarbonización, conectar a generación distribuida o mejorar la eficiencia energética.

De la misma forma, los mecanismos de remuneración basados en empresa modelo, que fijan una remuneración ex ante sobre la base de los costos de una empresa ideal, promueve el ahorro en el costo de las empresas pero también limita los incentivos para invertir en modernización de la infraestructura. 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.

Así, en América Latina, los esquemas regulatorios de remuneración tienen desafíos comunes que incluyen:

Incertidumbre regulatoria: Cambios frecuentes en las políticas y en las metodologías regulatorias pueden generar incertidumbre para los inversionistas, dificultando la planificación a largo plazo y el acceso al financiamiento.

Rentabilidades insuficientes: En algunos países, las tasas de retorno autorizadas pueden no ser suficientes para cubrir el costo del capital, especialmente en economías con altos riesgos macroeconómicos o políticos.

Incentivos inadecuados para la innovación: Los esquemas regulatorios tradicionales pueden no proporcionar los incentivos necesarios para que las DSO inviertan en tecnologías emergentes, como la digitalización o la integración de vehículos eléctricos, lo que podría retrasar la modernización de la red.

Para que los esquemas regulatorios de remuneración puedan servir como verdaderas condiciones habilitadoras para las inversiones en la transición energética, es necesario que se adapten a los objetivos de la transición energética, incorporando incen-

tivos claros para que las DSO inviertan en áreas prioritarias, como la resiliencia de la red, la integración de generación distribuida y la electrificación de nuevos usos. Adicionalmente, es fundamental que las tasas de retorno reflejen los riesgos inherentes a las inversiones y sean lo suficientemente atractivas para atraer capital, especialmente en países con altos niveles de riesgo. Finalmente, los marcos regulatorios deben ser estables y predecibles, lo que permitirá a las DSO y a los inversionistas planificar con mayor certidumbre y reducir el costo del financiamiento, e incorporar esquemas que recompensen la adopción de nuevas tecnologías y prácticas innovadoras que mejoren la eficiencia operativa y la calidad del servicio.

INVERSIONES EN OTROS SEGMENTOS DE LA CADENA

Si bien este estudio se centra en el segmento de distribución, es importante considerar que la transición energética requiere una inversión coordinada en todos los segmentos de la cadena de valor eléctrica, incluyendo la generación, la transmisión y la comercialización.

La transición hacia fuentes de energía renovable y la electrificación de nuevos usos incrementarán la demanda de electricidad, lo que a su vez exigirá una expansión significativa de la capacidad de generación. Las inversiones en generación renovable y la integración de la generación distribuida son esenciales para descarbonizar el suministro eléctrico, y estas deben estar alineadas con las capacidades de la red de distribución para manejar la variabilidad de las fuentes renovables, como la solar y la eólica.

El segmento de transmisión juega un papel fundamental en la conexión de nuevas fuentes de generación renovable con los centros de consumo. La expansión y modernización de las redes de transmisión e interconexiones son necesarias para evitar congestiones y pérdidas de energía, y para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Además,

la integración de tecnologías avanzadas de transmisión, como líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC), puede mejorar la eficiencia y la capacidad de transporte a largas distancias, lo que es particularmente relevante en países con grandes territorios como Brasil y Argentina. La coordinación entre las inversiones en transmisión y distribución es crucial para evitar cuellos de botella y garantizar que la electricidad generada en fuentes renovables pueda llegar de manera eficiente a los usuarios finales.

Finalmente, la transición energética también requiere una transformación en la forma en que se comercializa la electricidad y se interactúa con los clientes. La adopción de tecnologías como la medición avanzada (AMI) y la digitalización de la relación con el cliente permitirá a las DSO ofrecer servicios más personalizados y eficientes, como la gestión de la demanda, la facturación dinámica y la integración de vehículos eléctricos. Estas inversiones en comercialización y servicios al cliente son necesarias para aprovechar plenamente los beneficios de la digitalización

y para involucrar a los consumidores en la transición energética, promoviendo un uso más eficiente de la energía y una mayor participación en esquemas de generación distribuida y almacenamiento.

“

El éxito de la transición energética en América Latina depende no solo de la identificación de las necesidades de inversión.



CARACTERIZACIÓN DE BENEFICIOS DE LAS INVERSIONES EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Las inversiones en la transición energética en América Latina no solo son necesarias para cumplir con los objetivos de descarbonización y modernización del sector eléctrico, sino que también generan una serie de beneficios que impactan positivamente en diferentes áreas. Este capítulo tiene como objetivo caracterizar, de forma cualitativa, los beneficios operativos, económicos, sociales y ambientales que resultan de la implementación de las inversiones en los distintos vectores de la transición energética. ADELAT desarrollará una segunda etapa del estudio en la que se realizará una aproximación cuantitativa del impacto de estos beneficios.

BENEFICIOS OPERATIVOS

Las inversiones en la transición energética tienen un impacto directo en la mejora de la eficiencia operativa de la infraestructura eléctrica, que mejoran la sostenibilidad financiera de los operadores de sistemas de distribución. Los beneficios operativos se pueden desglosar en varios aspectos clave:

Reducción de gastos por menor necesidad de tareas de inspección. La digitalización y automatización, junto con la implementación de infraestructura AML, la mejora de la calidad del servicio, las inversiones en resiliencia y la actualización de la red, permiten una monitorización más eficiente de la red, reduciendo significativamente la necesidad de tareas de inspección física. Esto se traduce en menores costos operativos (OPEX) para los operadores.

Reducción de gastos por menor necesidad de intervenciones derivadas de interrupciones del servicio. Los mismos vectores mencionados anteriormente, también contribuyen a la reducción de gastos OPEX al disminuir la frecuencia y necesidad de intervenciones en la red. La capacidad de detectar y solucionar problemas de manera remota y preventiva gracias a una mayor automatización de la gestión de la red (*self healing automation*) reduce las interrupciones y las intervenciones *in situ*.

Reducción de gastos por optimización y flexibilización de la operación de la red. Las inversiones no solo mejoran la operación de la red, sino que también optimizan el uso de los activos existentes. Esto permite una

mayor flexibilidad en la operación, reduciendo tanto los costos operativos como los de capital a largo plazo.

Reducción de riesgos laborales (asociada a la menor necesidad de tareas). La automatización y digitalización de las operaciones, junto con la implementación de infraestructura AML y la resiliencia y actualización de la red, reducen la necesidad de tareas manuales y presenciales en la red. Esto, a su vez, disminuye los riesgos laborales asociados, mejorando la seguridad del personal de las distribuidoras.

Reducción de gastos en gestión comercial por menor necesidad de tareas. La digitalización y automatización permiten una gestión comercial más eficiente, reduciendo la necesidad de tareas como la lectura de medidores, la verificación de reclamos, y la reconexión y corte de servicios. La infraestructura AML juega un rol crucial en esta reducción, al automatizar y optimizar procesos que antes requerían intervención manual.

Reducción de gastos de atención al cliente e incremento del relacionamiento digital. Finalmente, la implementación de tecnologías digitales mejora la experiencia del cliente al

reducir la necesidad de interacciones físicas para resolver problemas y gestionar servicios. Esto no solo reduce los costos de atención al cliente, sino que también incrementa el relacionamiento digital, permitiendo a los operadores ofrecer un servicio más ágil y centrado en las necesidades del usuario.

Tabla 6. Beneficios Operativos

Beneficios Operativos	Electrificación de Nuevos Usos	Electromovilidad	Conexión a EERR (GD)	Digitalización y Automatización	Infraestructura AMI	Calidad de Servicio	Resiliencia	Actualización de la Red	Almacenamiento en Baterías	Normalización (Pérdidas)	Universalización
Reducción de gastos OPEX por menor necesidad de tareas de inspección				X	X	X	X	X		X	
Reducción de gastos OPEX por menor necesidad de intervenciones				X	X	X	X	X			
Reducción de gastos OPEX y CAPEX (largo plazo) por optimización y flexibilización de la operación de la red de la distribuidora		X	X	X	X	X	X	X	X		
Reducción de riesgos laborales (asociado a la menor necesidad de tareas)				X	X	X	X	X			
Reducción de gastos en gestión Comercial por menor necesidad de tareas (lectura, corte y reconexión, verificación de reclamos, etc.)				X	X						
Reducción de gastos de atención al cliente e incremento del relacionamiento digital				X	X						

BENEFICIOS ECONÓMICOS

Las inversiones en la transición energética no solo tienen un impacto positivo en la operación de la red, sino que también generan beneficios económicos significativos, tanto para los operadores de sistemas de distribución (DSOs) como para los consumidores y la industria en general. Estos beneficios refuerzan la viabilidad económica de la transición energética y subrayan su importancia no solo en términos de sostenibilidad, sino también como motor de desarrollo económico en la región. A continuación, se detallan los principales beneficios económicos derivados de estas inversiones, en función de los distintos vectores de la transición.

Desarrollo de Nuevos Negocios. La electrificación de nuevos usos, la electromovilidad, la conexión a generación distribuida (GD), la digitalización y automatización, y el despliegue de la infraestructura AMI abren la puerta al desarrollo de nuevos modelos de negocio que pueden ser capturados por los DSOs. Estas oportunidades incluyen la gestión de la demanda, servicios de recarga para vehículos eléctricos, y soluciones avanzadas de eficiencia energética, entre otros.

Mejora de la Competitividad en la Industria. La conexión a generación distribuida y el almacenamiento con baterías permiten

una reducción a largo plazo de los costos de la energía, lo que mejora la competitividad de las industrias. Al asegurar un suministro eléctrico más estable y económico, las empresas pueden reducir sus costos operativos, lo que resulta en una mayor capacidad para competir tanto en mercados locales como internacionales.

Reducción en la Factura Energética del Consumidor. La mejora en la calidad del servicio, una mayor resiliencia, y la modernización de la red se traducen directamente en una reducción de la factura final que los consumidores deben pagar por el consumo

energético. Esto se debe a una mayor eficiencia en el uso de la energía, la reducción de pérdidas en la red, y el acceso a fuentes de energía más baratas y sostenibles.

Reducción de Necesidades de Inversión en Medidas de Contingencia. La resiliencia, la actualización de la red, la calidad del servicio y el almacenamiento con baterías contribuyen a una disminución de la necesidad de invertir en medidas de contingencia, como generadores de emergencia. La mejora en la calidad del servicio eléctrico reduce la frecuencia y duración de las interrupciones, lo que disminuye la dependencia de soluciones alternativas y costosas para garantizar la continuidad del suministro.

Reducción en Necesidades de Importación de Energéticos. La incorporación de recursos energéticos distribuidos también permite reducir la dependencia de la importación de energéticos en algunos países. Al incrementar la eficiencia y la capacidad de almacenamiento de energía local, se reduce la necesidad de importar combustibles fósiles u otras formas de energía, lo que mejora la balanza comercial y reduce la exposición a las fluctuaciones del mercado internacional.



Tabla 7. Beneficios Económicos

Beneficios Económicos	Electrificación de Nuevos Usos	Electromovilidad	Conexión a EERR (GD)	Digitalización y Automatización	Infraestructura AMI	Calidad de Servicio	Resiliencia	Actualización de la Red	Almacenamiento en Baterías	Normalización (Pérdidas)	Universalización
Desarrollo de Nuevos Negocios potencialmente capturables por los DSOs	X	X	X	X	X				X		
Mejora de competitividad en la industria gracias a la reducción de largo plazo de costos de la energía			X						X		
Reducción en la factura final que paga el usuario residencial por consumo de energéticos total	X	X	X	X	X					X	
Reducción de necesidades de inversión en medidas de contingencia (ej. generadores) gracias a la mejora en calidad de servicio						X	X	X	X		
Reducción en necesidades de importación de energéticos (algunos países)			X						X		

BENEFICIOS SOCIALES

La transición energética en el segmento de distribución eléctrica no solo trae consigo mejoras operativas y económicas, sino que también genera un impacto positivo en la sociedad. Estos beneficios sociales se manifiestan en diversos aspectos que van desde la mejora de las condiciones de vida hasta el fomento de la equidad y la creación de empleo, y refuerzan la importancia de una transición energética inclusiva y centrada en las personas, donde la tecnología y las inversiones en infraestructura juegan un papel crucial en la construcción de sociedades más justas y equitativas. A continuación, se detallan los principales beneficios sociales derivados de las inversiones en diferentes vectores de la transición energética.

Mejora de las Condiciones de Vida y Promoción de Economía Regional y Circular.

El acceso a la electricidad es fundamental para mejorar las condiciones de vida de las poblaciones. La universalización de la electricidad permite que más personas, especialmente en áreas rurales y de bajos recursos, puedan acceder a un suministro energético confiable. Esto no solo mejora la calidad de vida, sino que también promueve el desarrollo de economías regionales y fomenta la economía circular, creando un ciclo virtuoso de desarrollo económico y social.

Reducción de la Brecha de Género y Desarrollo Productivo.

La electrificación de nuevos usos y la universalización del servicio permite la reducción de la brecha de género, especialmente en sectores donde la energía es un habilitador clave para el desarrollo de actividades productivas. La mejora en la eficiencia energética en el hogar también libera tiempo y recursos, lo que puede ser particularmente beneficioso para las mujeres, quienes tradicionalmente asumen la mayor parte de las tareas domésticas.

Generación de Empleo Calificado. La electrificación de nuevos usos, la electromovilidad, la conexión a generación distribuida (GD) y el almacenamiento con baterías generan nuevas oportunidades de empleo calificado y de calidad. La demanda de nuevas tecnologías y servicios energéticos crea mercados emergentes que requieren trabajadores con habilidades especializadas, contribuyendo a la reducción del desempleo y al desarrollo de capital humano en la región.

Mejora en la Seguridad en la Vía Pública. La resiliencia y actualización de la red, y la infraestructura AMI contribuyen a una mejora en la seguridad en la vía pública. La modernización de las redes de alumbrado público y la implementación de sistemas más eficientes y fiables no solo reducen la criminalidad, sino que también mejoran la calidad de vida al proporcionar entornos más seguros y habitables.

Identificación y Focalización de Usuarios Vulnerables.

La digitalización y automatización, junto con la infraestructura AMI, permiten una mejor identificación y focalización de usuarios vulnerables que requieren subsidios y asistencia. Esto facilita una gestión más eficiente de los recursos destinados a apoyar a las poblaciones más necesitadas, asegurando que las políticas de subsidios lleguen a quienes realmente lo necesitan y mejorando la equidad social.



Las inversiones en la transición energética tienen un impacto directo en la mejora de la eficiencia operativa.

Tabla 8. Beneficios Sociales

Beneficios Sociales	Electrificación de Nuevos Usos	Electromovilidad	Conexión a EERR (GD)	Digitalización y Automatización	Infraestructura AMI	Calidad de Servicio	Resiliencia	Actualización de la Red	Almacenamiento en Baterías	Normalización (Pérdidas)	Universalización
Acceso a electricidad permite mejora general de condiciones de vida y la promoción de economías regionales y economía circular											X
Acceso a electricidad permite reducción de brecha de género gracias a las mejoras de eficiencia en el consumo de los hogares y posibilidades de desarrollo de actividades productivas	X										X
Generación de empleo calificado y de calidad gracias al desarrollo de nuevos mercados	X	X	X						X		
Mejora en la seguridad en la vía pública							X	X		X	X
Mejora en la identificación y focalización de usuarios vulnerables (subsidiarios) y en la gestión de proximidad				X	X						

BENEFICIOS AMBIENTALES

La transición energética también genera importantes beneficios ambientales, que se manifiestan a través de la reducción del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estos beneficios son consecuencia directa de la implementación de tecnologías más eficientes, la integración de fuentes de energía renovables y la optimización de la operatividad de la red de distribución eléctrica. A continuación, se detallan los principales beneficios ambientales derivados de las inversiones en distintos vectores de la transición energética.

Reducción de Consumo Energético y Emisiones por Sustitución de Fuentes Convencionales. La electrificación de nuevos usos, la electromovilidad, la conexión a generación distribuida (GD) y el almacenamiento con baterías contribuyen significativamente a la reducción del consumo energético y las emisiones de GEI. Este beneficio se logra mediante el reemplazo de fuentes de energía convencionales y menos eficientes por otras más limpias y sostenibles, como la energía eléctrica de origen renovable. La electrificación en sectores como el transporte y la industria permite una mayor eficiencia energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones.

Reducción de Emisiones por Sustitución de Generación Convencional por Recursos Renovables Distribuidos. La conexión a generación distribuida permite integrar fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, directamente en la red de distribución. La expansión de la generación distribuida no solo contribuye a la descarbonización de

la matriz energética, sino que también promueve un uso más eficiente y sostenible de los recursos energéticos disponibles.

Reducción de Consumo Energético y Emisiones por Optimización de la Operatividad de la Red. Las inversiones en digitalización y automatización, junto con la infraestructura AMI y el almacenamiento con baterías permiten optimizar la operatividad de la red de distribución. La optimización se traduce en una mayor eficiencia en la distribución de energía, reduciendo las pérdidas técnicas y, por ende, el consumo energético y las emisiones asociadas. La modernización de la red mediante estas tecnologías es crucial para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico.

Reducción de Consumo Energético y Emisiones por Disminución de Pérdidas de Energía. La normalización de pérdidas reduce la cantidad de energía que debe ser generada para satisfacer la demanda, lo que a su vez disminuye las emisiones de GEI, evitando el desperdicio de recursos y contribuyendo a una red más sostenible.

Tabla 9. Beneficios Ambientales

Beneficios Ambientales	Electrificación de Nuevos Usos	Electromovilidad	Conexión a EERR (GD)	Digitalización y Automatización	Infraestructura AMI	Calidad de Servicio	Resiliencia	Actualización de la Red	Almacenamiento en Baterías	Normalización (Pérdidas)	Universalización
Reducción de consumo energético (y emisiones) por reemplazo de fuentes convencionales a otras más eficientes	X	X	X						X		
Reducción de emisiones por reemplazo de generación de fuentes convencionales por recursos renovables distribuidos			X						X		
Reducción de consumo energético (y emisiones) por mejoras en la operatividad de la red (optimización)				X	X				X		
Reducción de consumo energético (y emisiones) por disminución de pérdidas de energía										X	



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La transición energética en América Latina representa una oportunidad histórica para transformar el sector eléctrico y avanzar hacia un futuro más sostenible, resiliente e inclusivo. La transición energética no es una opción, sino una necesidad imperativa para que América Latina pueda cumplir con sus compromisos climáticos, garantizar la seguridad energética y promover un desarrollo económico sostenible. Las inversiones en la modernización de la red de distribución eléctrica son esenciales para responder al crecimiento de la demanda, integrar fuentes de energía renovable, mejorar la calidad del servicio, y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los resultados del modelo de inversión muestran que la magnitud de las inversiones necesarias para una transición energética efectiva es significativa, y los países de la región deberán movilizar recursos considerables para modernizar sus infraestructuras eléctricas. En el escenario de transición efectiva, las inversiones necesarias son sustancialmente mayores, lo que subraya la importancia de un compromiso firme por parte de los gobiernos, las empresas y la sociedad en general para alcanzar los objetivos de descarbonización. Entre los principales resultados del estudio, se destacan los siguientes puntos:

Las inversiones a realizar para el escenario de TE Efectiva se estiman en USD 431 mil millones para el segmento de distribución exclusivo de los DSO, valor 201% superior a las inversiones que se realizarían en el escenario de crecimiento tendencial. En contraste, para el escenario de TE Parcial, las inversiones ascienden a USD 307 mil millones, 131% superior al escenario tendencial.

Entre un 33% y 43% de las inversiones requeridas en ambos escenarios corresponden a gastos de Crecimiento Tendencial (BAU), es decir, inversiones que son necesarias independientemente de la transición energética.

Entre los once vectores de transición energética analizados, destacan por su participación en las inversiones estimadas los correspondientes a actualización de la red, despliegue de infraestructura AML, y electrificación de nuevos usos.

Los resultados obtenidos en este estudio son consistentes con los análisis desarrollados por Euroelectric-Deloitte para países europeos, lo que refuerza la validez del enfoque metodológico utilizado.

Las inversiones en la transición energética generan beneficios que van más allá de la mejora operativa del sistema eléctrico. Desde un punto de vista económico, las inversiones pueden estimular el crecimiento, crear empleo, y mejorar la competitividad de los países de la región. En términos sociales, las inversiones pueden contribuir a reducir la pobreza energética, mejorar la calidad de vida, y promover la inclusión social. Desde una perspectiva ambiental, la transición hacia energías renovables y la reducción de las emisiones de GEI son fundamentales para mitigar los efectos del cambio climático y conservar los recursos naturales.

A pesar de los beneficios potenciales, la transición energética enfrenta una serie de desafíos y barreras. Entre los más significativos se encuentran las limitaciones financieras, la incertidumbre regulatoria, la resistencia al cambio por parte de algunos actores, y la necesidad de desarrollar capacidades técnicas y operativas en las DSO. Superar estos desafíos requerirá un enfoque coordinado y estratégico, así como el apoyo continuo de políticas públicas favorables a la transición, que podrían considerar las recomendaciones que se resumen a continuación.

Figura 5. Recomendaciones para el sector público, los DSO y los organismos reguladores



RECOMENDACIONES PARA EL SECTOR PÚBLICO

Planeamiento Nacional Unificado: Se recomienda desarrollar una planificación energética nacional que integre las políticas y estrategias de generación, transmisión y distribución, asegurando que todas las áreas estén alineadas con los objetivos de la transición energética y que promuevan la sinergia entre diferentes sectores, como la energía, el transporte, y la industria. Esta planificación debe ser flexible para adaptarse a las rápidas innovaciones tecnológicas y cambios en la demanda energética. Además, debe incorporar la participación de múltiples actores, incluyendo el sector privado, gobiernos regionales y locales, y la sociedad civil.

Acceso a Financiamiento: Es fundamental que los gobiernos faciliten el acceso de los DSO a fuentes de financiamiento internacional, como bancos multilaterales y agencias de desarrollo. Este financiamiento es crucial para llevar a cabo las inversiones necesarias en la infraestructura de distribución, especialmente en proyectos de gran envergadura como la integración de energías renovables y la expansión de redes inteligentes. El sector público puede promover condiciones financieras favorables, incluyendo tasas de

interés bajas y períodos de gracia extendidos, que permitan a los DSO realizar las inversiones necesarias sin poner en riesgo su estabilidad financiera.

Coordinación Regional: Se debe fomentar la coordinación entre países de la región para abordar los desafíos comunes de la transición energética. Esto incluye la armonización de normativas y estándares técnicos, la creación de mercados eléctricos regionales integrados, y la cooperación en proyectos de infraestructura transnacional, como interconexiones eléctricas. La coordinación regional también es clave para optimizar los recursos energéticos compartidos y garantizar la seguridad energética en toda la región.

RECOMENDACIONES PARA LOS DISTRIBUIDORES (DSO)

Planeamiento Estratégico Alineado con la TE: Los DSO deben desarrollar y actualizar continuamente sus planes estratégicos para alinearlos con los objetivos de la transición energética. Esto implica anticipar las futuras necesidades de inversión, identificar nuevas oportunidades de mercado y adaptarse a los cambios en la demanda de energía. El planeamiento estratégico debe considerar la integración de tecnologías emergentes, como redes inteligentes, almacenamiento

de energía y sistemas de gestión avanzada de la demanda, para asegurar que las redes de distribución estén preparadas para los retos futuros.

Gestión del Cambio: La transición energética requerirá un cambio de paradigma en la manera en que los DSO operan. Es necesario implementar programas de gestión del cambio que preparen a todos los niveles de la organización para las nuevas realidades del sector energético. Esto incluye la capacitación continua de la fuerza laboral en nuevas tecnologías y procesos, la adopción de una cultura de innovación y adaptabilidad, y la reestructuración organizacional cuando sea necesario para mejorar la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta a las demandas del mercado.

Participación en Nuevos Mercados: Los DSO deben posicionarse proactivamente para capturar nuevos mercados y servicios asociados a la transición energética. Esto incluye la gestión de la demanda energética, la provisión de infraestructura de recarga para vehículos eléctricos, y la participación en mercados de agregación y respuesta de la demanda. Además, deben explorar oportunidades en áreas como la ciberseguridad y la gestión de datos, que serán cada vez más importantes en un entorno de red digitalizada.

RECOMENDACIONES PARA LOS ORGANISMOS REGULADORES

Esquemas de Remuneración: Los organismos reguladores deben diseñar esquemas de remuneración que permitan a los DSO recuperar de manera anticipada las inversiones realizadas en la transición energética a través de tarifas. Esto es fundamental para asegurar que tengan los incentivos financieros necesarios para invertir en nuevas tecnologías y en la modernización de la red. Los esquemas de remuneración deben ser transparentes, justos y capaces de adaptarse a los cambios en el mercado y la tecnología.

Regulación para Nuevos Servicios: Es esencial desarrollar un marco regulatorio que facilite la provisión de nuevos servicios asociados a la transición energética, como la recarga de vehículos eléctricos y la agregación de demanda. Estas regulaciones deben permitir y fomentar la participación de los DSO en estos mercados emergentes, asegurando que puedan capturar nuevas fuentes de ingresos y contribuir activamente a la sostenibilidad del sistema energético.

Protección de Datos: Con la creciente digitalización de la red eléctrica, es crucial que los organismos reguladores establezcan regulaciones claras sobre el uso de datos y la protección de la privacidad. Esto incluye la autorización para que los DSO manejen y utilicen datos de manera que beneficie tanto a los consumidores como al sistema en general, garantizando al mismo tiempo la protección contra el uso indebido de la información.

Simplificación de Procedimientos: Se recomienda agilizar y simplificar los procedimientos de autorización y permisos para las inversiones asociadas a la transición energética. Esto incluye reducir la burocracia y los tiempos de espera para la aprobación de proyectos para atraer inversiones y acelerar el desarrollo de la infraestructura necesaria.

RECOMENDACIONES TRANSVERSALES

Involucrar a las Comunidades Locales: El éxito de la transición energética depende en gran medida del apoyo y participación de las comunidades locales. Se recomienda desarrollar programas de capacitación y talleres dirigidos a las comunidades para explicar los beneficios de la transición y cómo pueden participar activamente en el proceso. Esto es especialmente importante en áreas rurales donde la normalización y universalización del acceso a la energía pueden transformar significativamente las condiciones de vida. La participación comunitaria también puede facilitar la adopción de nuevas tecnologías y prácticas energéticas, redu-

ciendo la resistencia al cambio y aumentando la aceptación social de los proyectos.

Diseño de Estructuras Tarifarias Eficientes: Es crucial que los organismos reguladores y los DSO colaboren para diseñar estructuras tarifarias que reflejen los costos reales de las inversiones en transición energética y que incentiven el uso eficiente de la energía. Esto implica diseñar tarifas que no solo cubran los costos de inversión, sino que también incentiven a los consumidores a adoptar prácticas energéticas más eficientes y a participar activamente en la transición energética. Las tarifas deben ser equitativas y garantizar que todos los usuarios, independientemente de su nivel socioeconómico, puedan beneficiarse de los avances tecnológicos y de la modernización de la red.

Promover Estudios Piloto: Las autoridades, los reguladores y los DSO pueden promover la realización de estudios piloto que permitan probar y ajustar nuevas tecnologías, modelos de negocio y estrategias regulatorias en un entorno controlado. Estos estudios pueden incluir la implementación

de sandbox regulatorios, que permiten una experimentación segura y regulada antes de la implementación a gran escala. Los resultados de estos pilotos proporcionarán datos valiosos que pueden optimizar futuras decisiones de inversión y políticas, minimizando los riesgos asociados con la adopción de nuevas tecnologías.

La transición energética en América Latina es un reto ambicioso, pero también una oportunidad única para construir un futuro más sostenible, equitativo y próspero. Las inversiones en la modernización del sistema eléctrico son el pilar fundamental de esta transformación, y sus beneficios se extienden mucho más allá del sector energético, impactando positivamente en la economía, la sociedad y el medio ambiente. El éxito de la transición energética en la región dependerá de la capacidad de los países para superar las barreras y comprometerse plenamente con la transformación de sus sistemas eléctricos. Las decisiones que se tomen en los próximos años serán fundamentales para definir el camino hacia un futuro energético más sostenible, resiliente y justo para todos.



FUENTES DE INFORMACIÓN

El estudio se basó en una amplia variedad de fuentes de información que proporcionan una base diversa para el análisis de la transición energética en el segmento de distribución eléctrica en América Latina. A continuación, se detallan las principales fuentes consultadas:

Información proporcionada por las empresas distribuidoras: Se ha utilizado información directa de las empresas distribuidoras, como planillas y reportes técnicos, que ofrecen datos específicos sobre la infraestructura existente y el consumo de energía.

Publicaciones de organismos reguladores nacionales: Se han consultado documentos y reportes emitidos por organismos reguladores como ENRE (Argentina), ANEEL (Brasil), CNE (Chile), CREG (Colombia), ARCONNR (Ecuador), CNEE (Guatemala), OSINERGMIN (Perú), entre otros.

Información de agencias gubernamentales y ministerios: Se incluyeron datos y análisis publicados por diversas agencias gubernamentales y ministerios, que aportan una visión integral sobre las políticas energéticas y los planes de expansión de la red eléctrica en cada país.

Asociaciones de distribuidores: Informes y publicaciones de asociaciones sectoriales como ADEERA (Argentina) y ASOCODIS (Colombia) fueron consultados para obtener una perspectiva sectorial sobre los indicadores y tendencias de la distribución eléctrica en la región.

Documentos de planificación de electrificación rural: Estos documentos proporcionaron información esencial sobre los esfuerzos para expandir el acceso a la energía en áreas rurales y remotas.

Reportes de sustentabilidad y memorias anuales: Las empresas distribuidoras publican regularmente reportes de sustentabilidad y memorias anuales en sus sitios web,

que incluyen información relevante sobre sus operaciones, inversiones en infraestructura y compromisos ambientales.

Lazard Levelized Cost of Energy Analysis Report: Este informe se utilizó para obtener referencias sobre los costos nivelados de energía.

Estudio “Connecting the Dots” de Euroelectric-Deloitte: Este estudio fue una referencia clave para la estructuración del modelo de inversión utilizado en el presente análisis, proporcionando un marco metodológico comparativo.

Global EV World Outlook de la IEA (International Energy Agency): Este reporte proporcionó proyecciones sobre la adopción global de vehículos eléctricos, un componente crítico para entender las futuras demandas sobre la infraestructura de distribución.

Estudios previos de GME y consultas con proveedores: Se incorporaron datos y análisis de estudios anteriores realizados por Grupo Mercados Energéticos (GME), así como información adicional obtenida a través de consultas con proveedores y otras fuentes expertas.

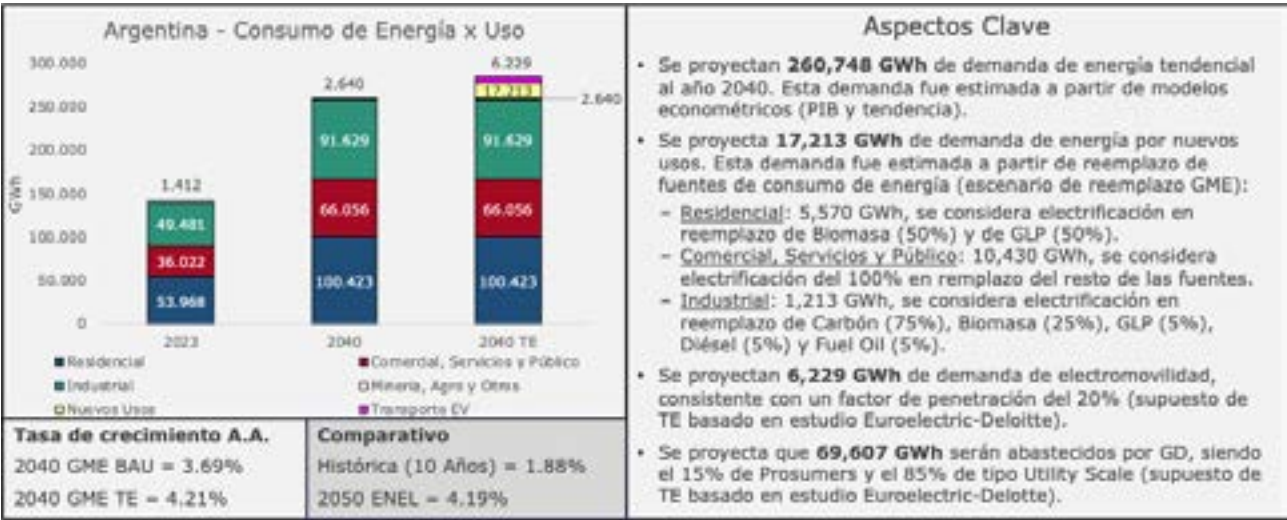
Resultados del Modelo de Demanda y fuentes adicionales: Para el análisis comparativo, se consideraron proyecciones de estudios de Transición Energética (TE) de ENEL y otros organismos oficiales. Además, se integraron fuentes de información de organismos internacionales como CEPAL, IMF y OLADE, que aportaron un contexto más amplio sobre las tendencias macroeconómicas y energéticas en la región.

ANEXO: ESCENARIOS DE DEMANDA Y RESULTADOS POR PAÍS

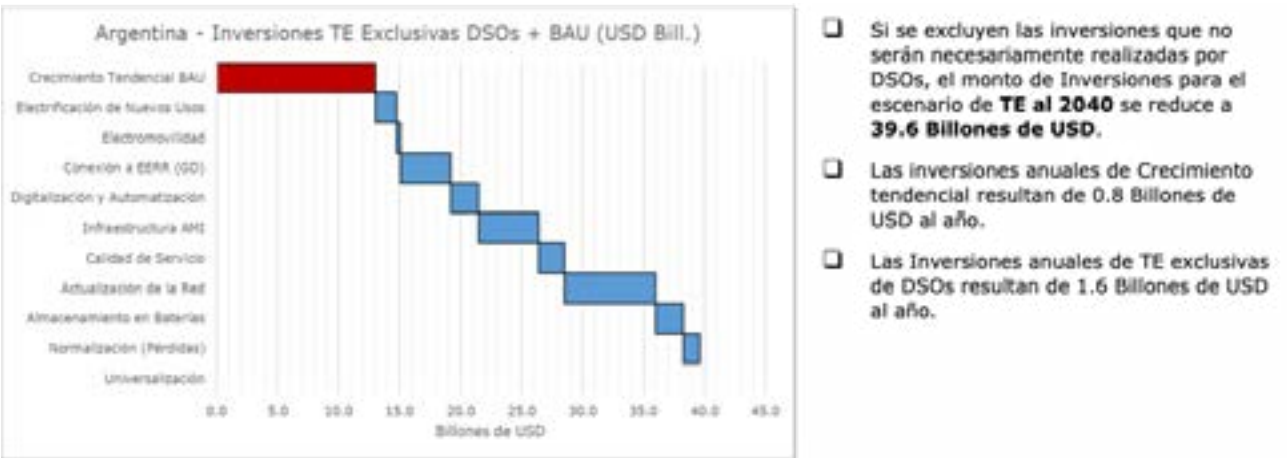


ARGENTINA

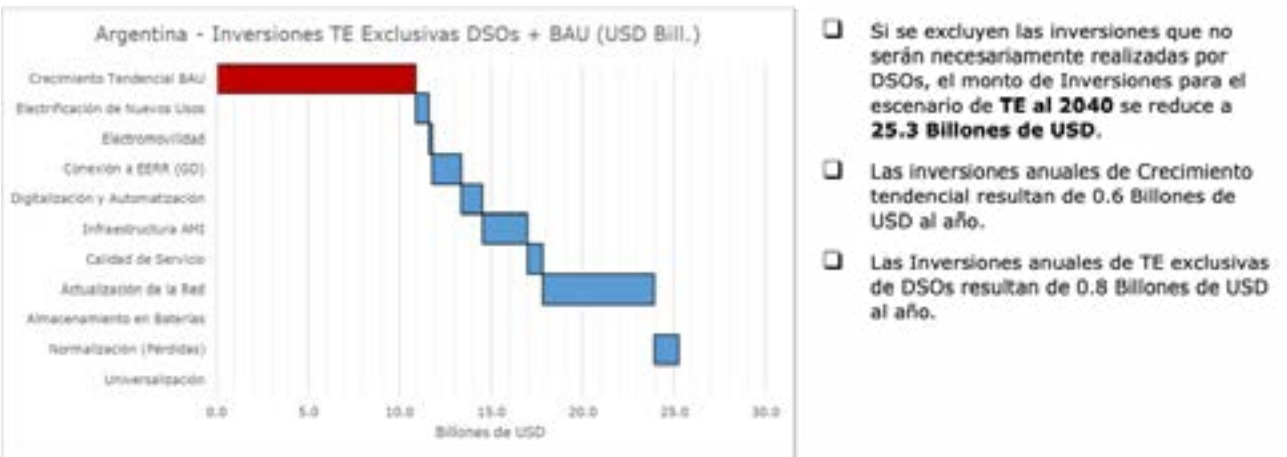
Proyección de demanda de energía



Resultado Escenario Transición Efectiva



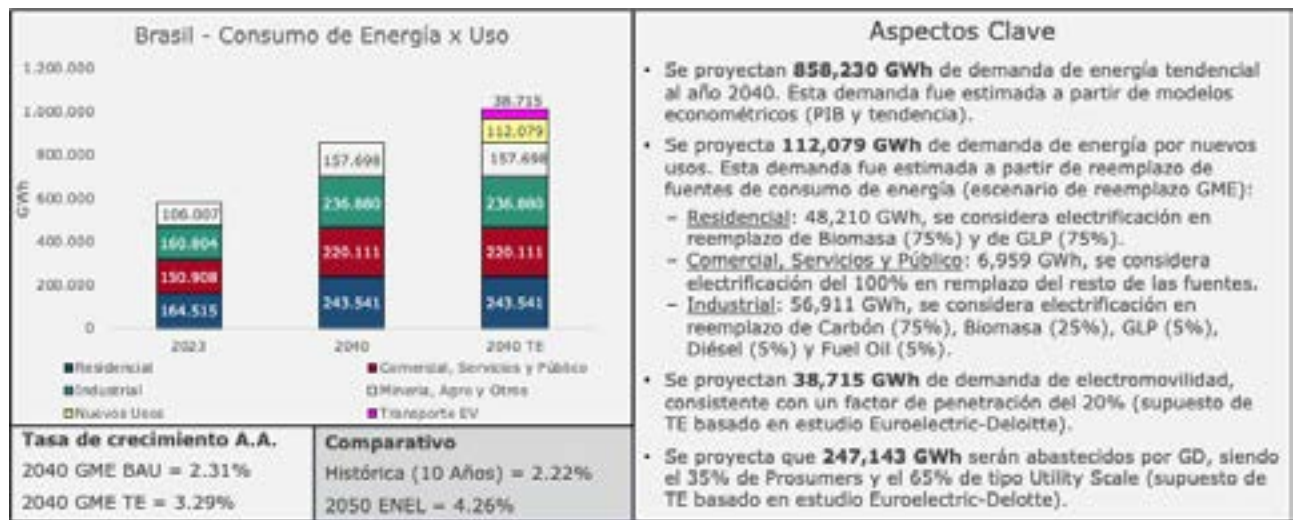
Resultado Escenario Transición Parcial



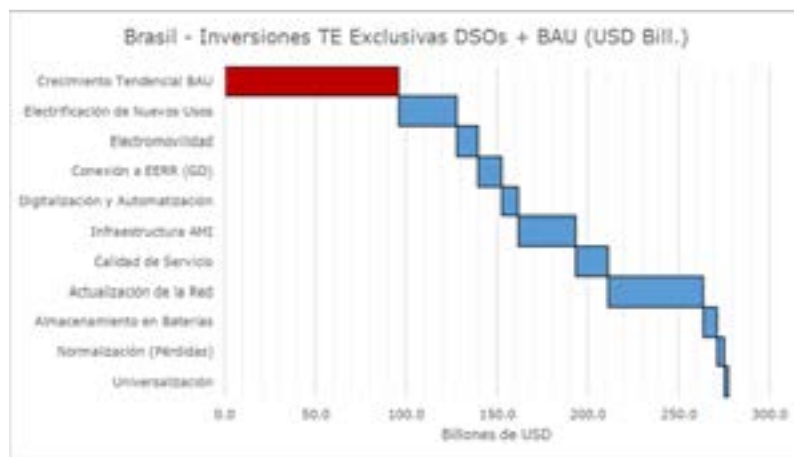


BRASIL

Proyección de demanda de energía

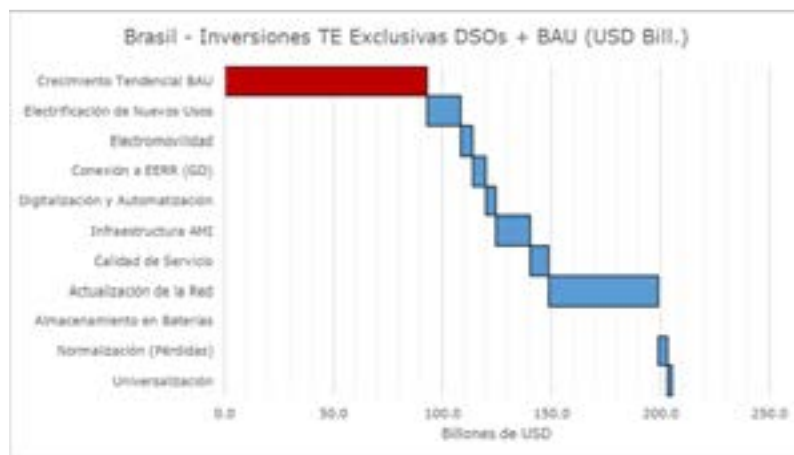


Resultado Escenario Transición Efectiva



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **277.4 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 5.6 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 10.7 Billones de USD al año.

Resultado Escenario Transición Parcial

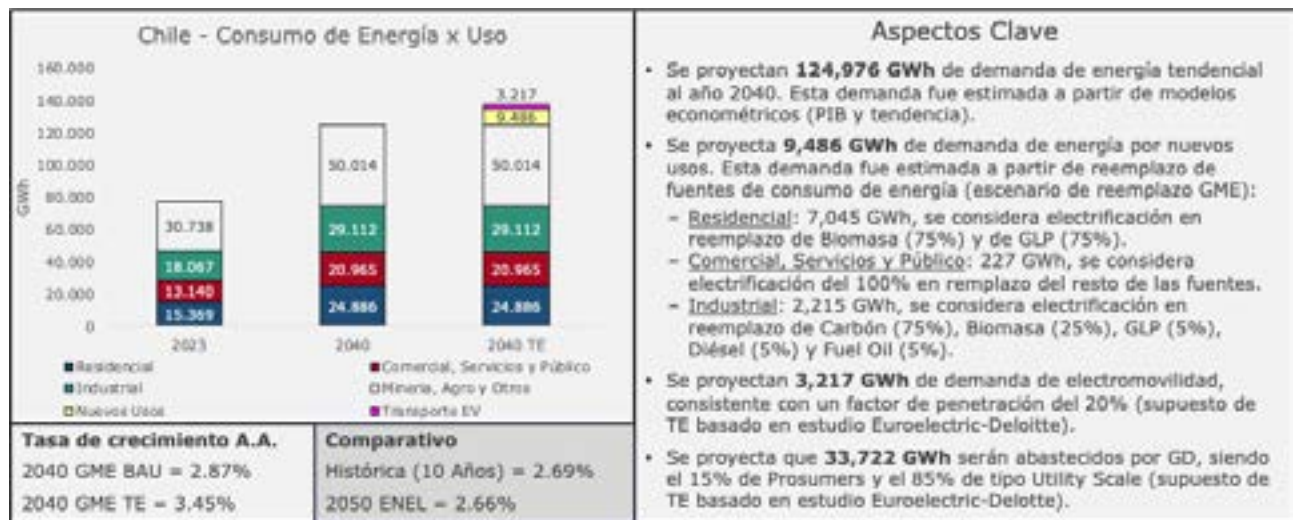


- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **205.4 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 5.5 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 6.6 Billones de USD al año.

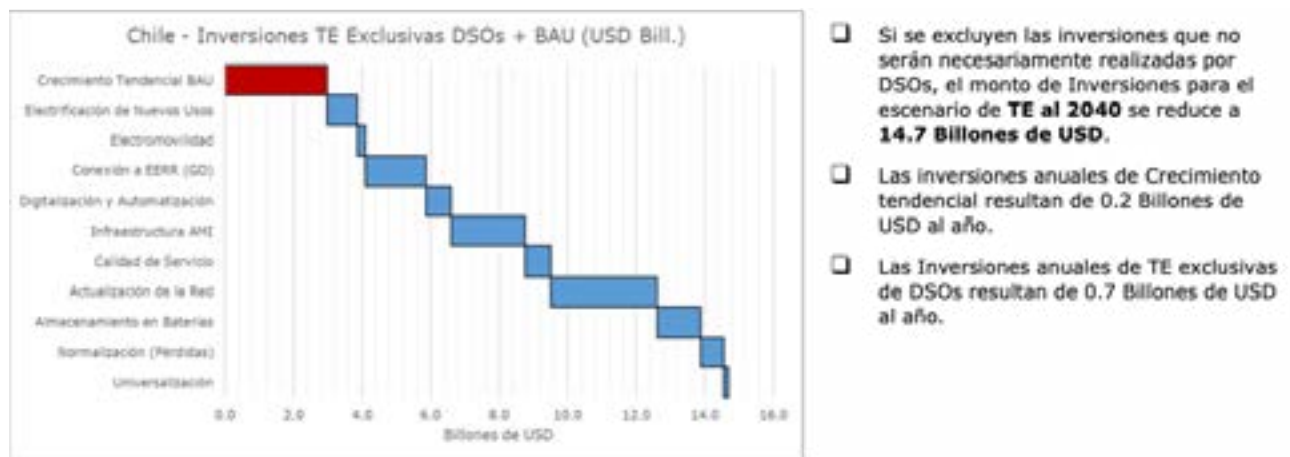


CHILE

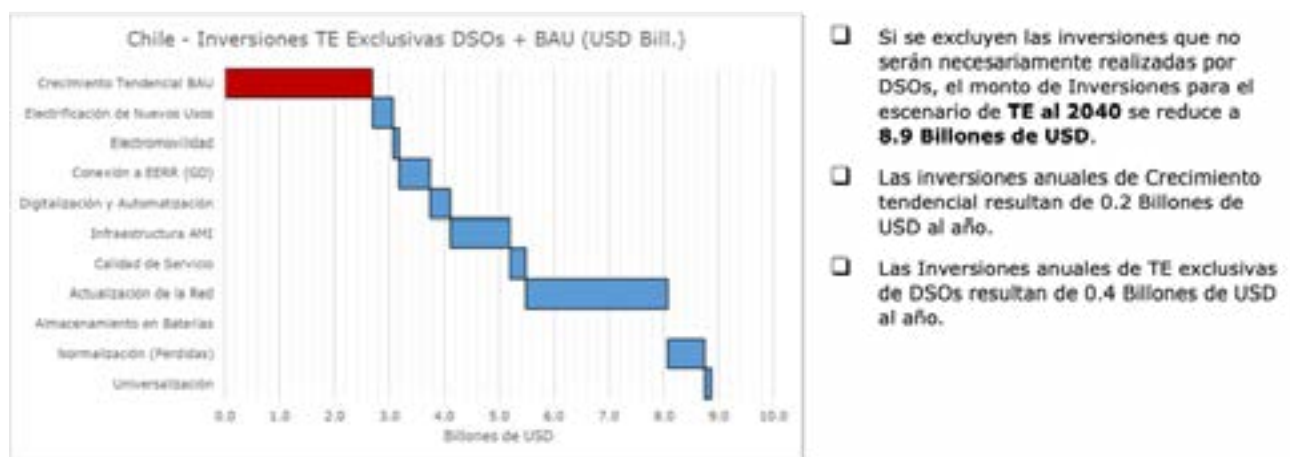
Proyección de demanda de energía



Resultado Escenario Transición Efectiva



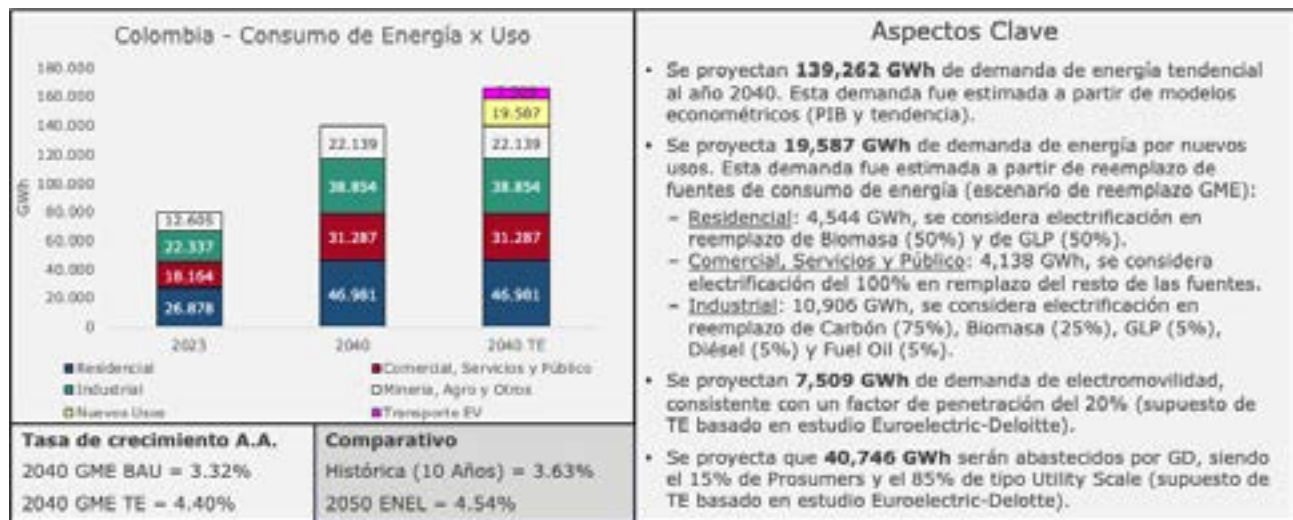
Resultado Escenario Transición Parcial





COLOMBIA

Proyección de demanda de energía

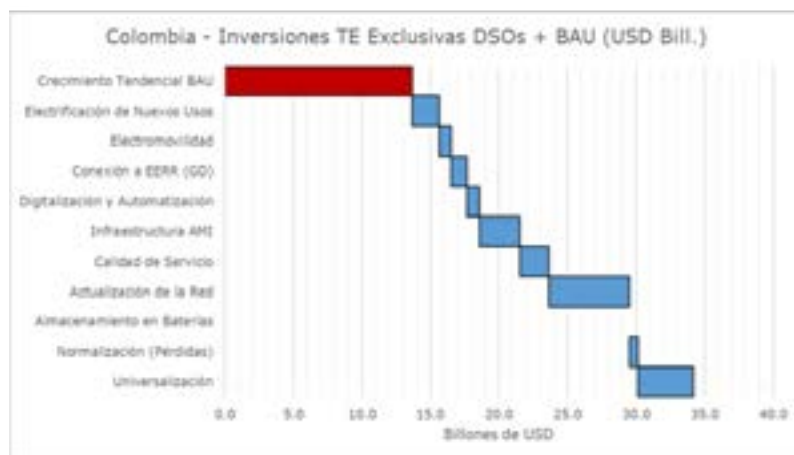


Resultado Escenario Transición Efectiva



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **51.5 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.9 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 2.1 Billones de USD al año.

Resultado Escenario Transición Parcial

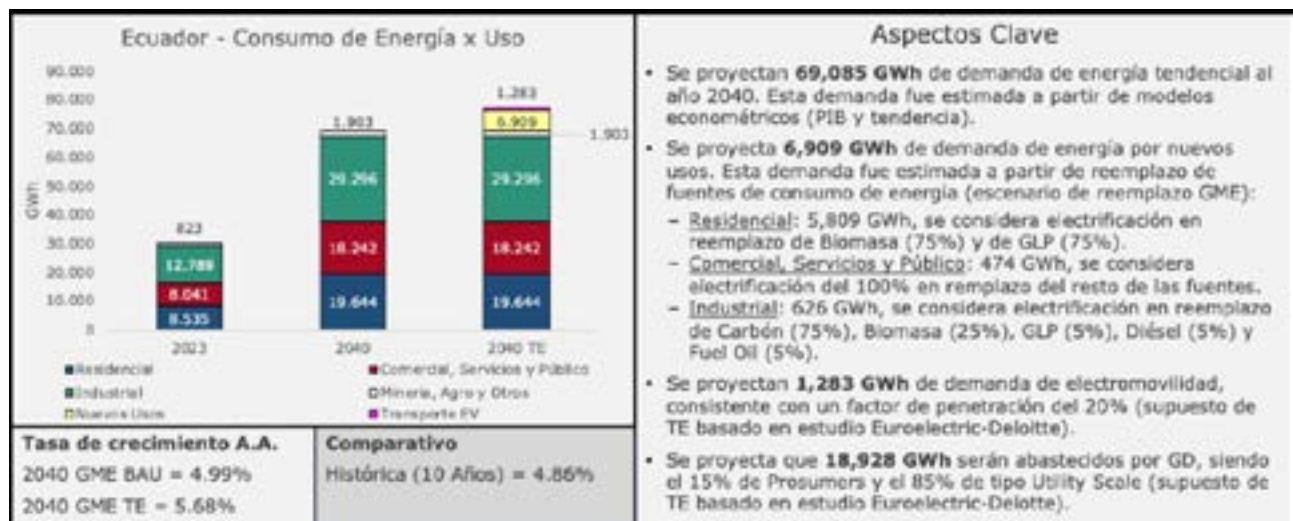


- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **34.2 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.8 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 1.2 Billones de USD al año.

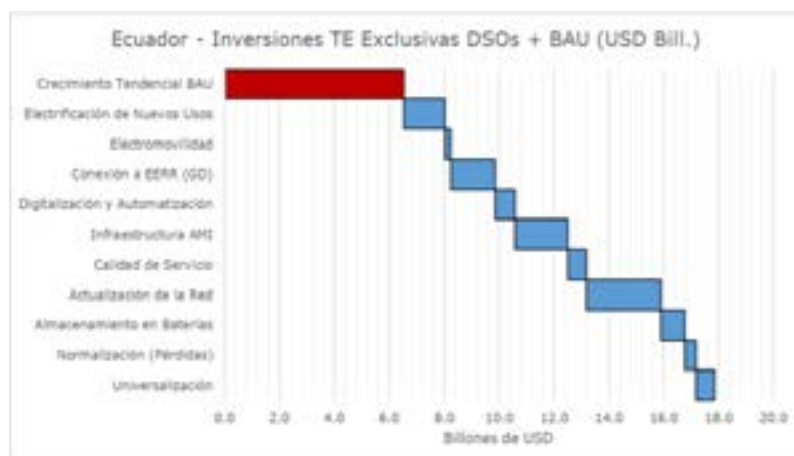


ECUADOR

Proyección de demanda de energía

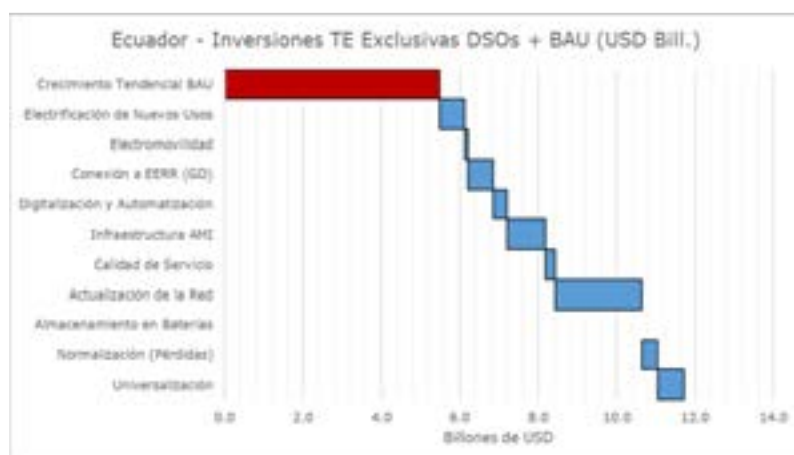


Resultado Escenario Transición Efectiva



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **17.9 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.4 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.7 Billones de USD al año.

Resultado Escenario Transición Parcial

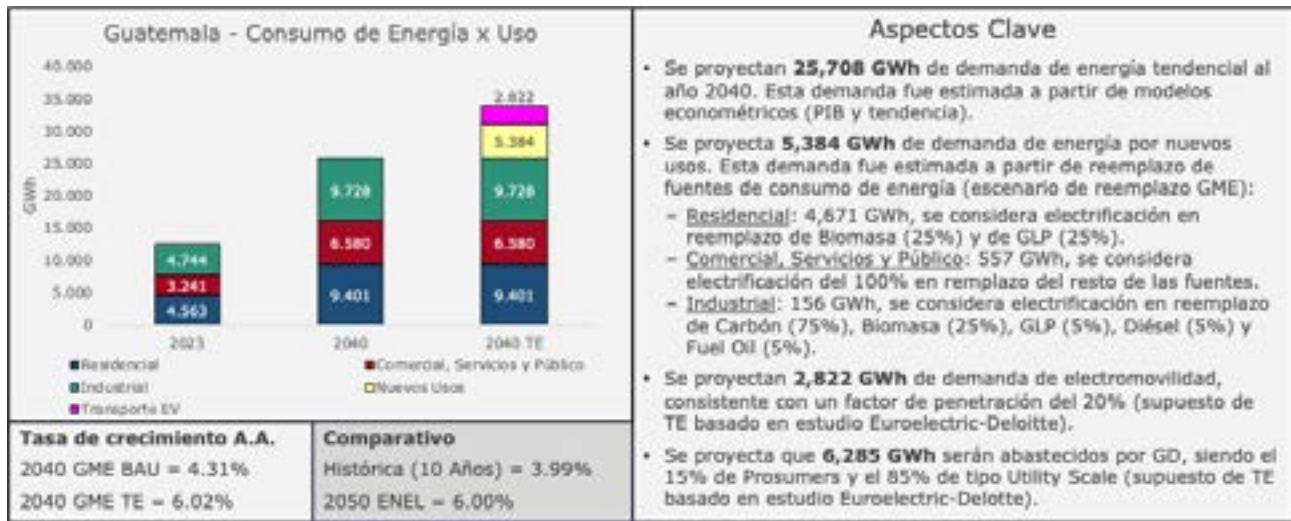


- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **11.7 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.3 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.4 Billones de USD al año.

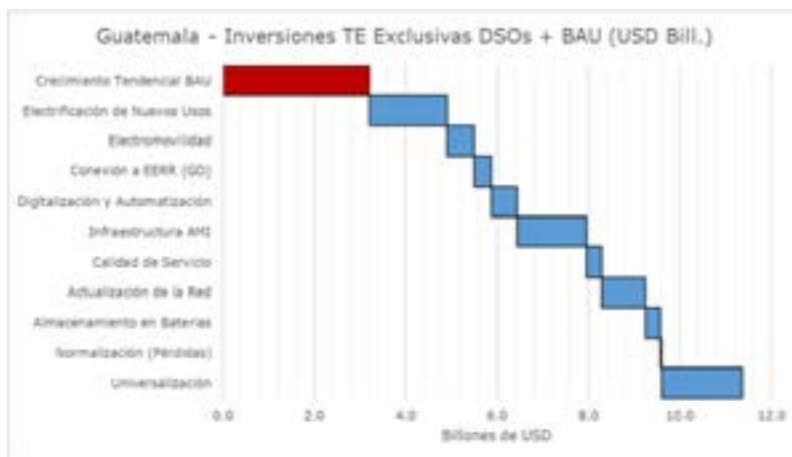


GUATEMALA

Proyección de demanda de energía

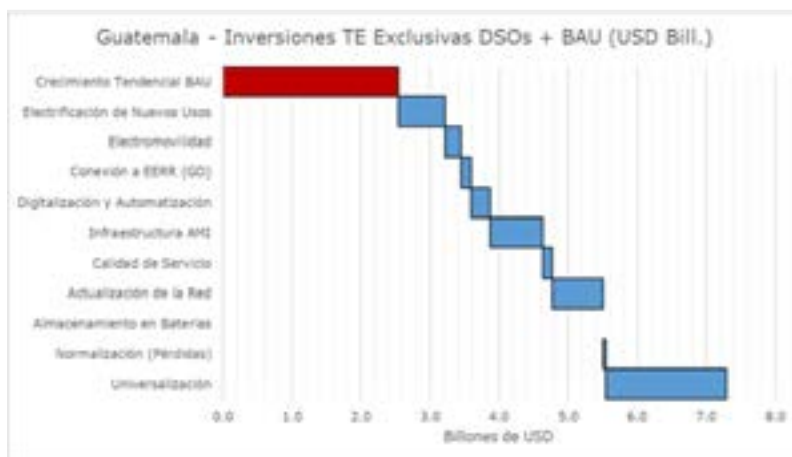


Resultado Escenario Transición Efectiva



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **11.4 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.2 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.5 Billones de USD al año.

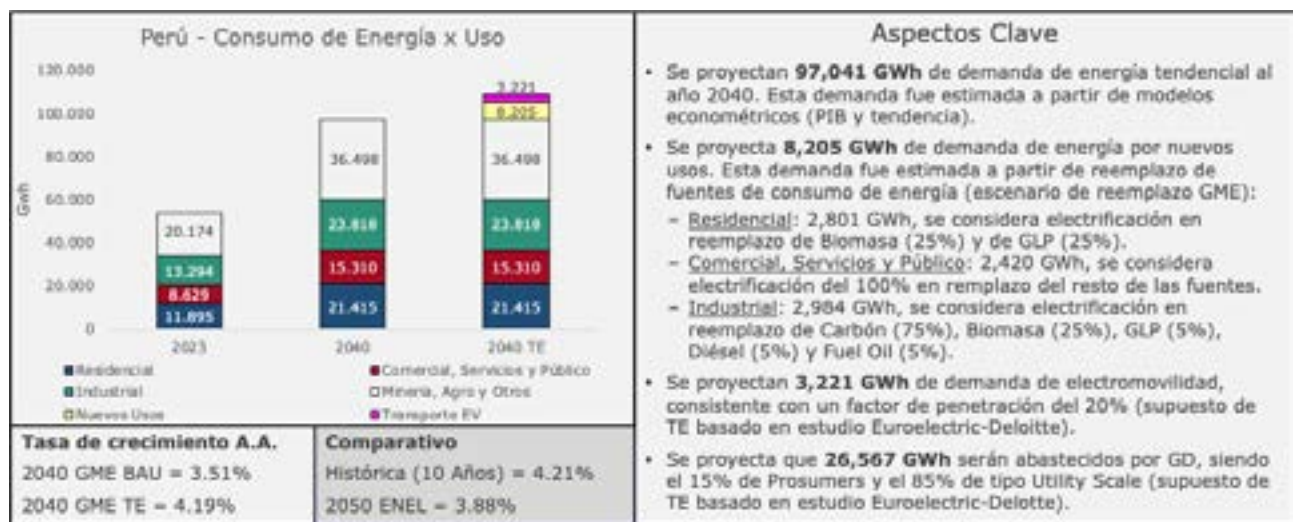
Resultado Escenario Transición Parcial



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **7.3 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.1 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.3 Billones de USD al año.



Proyección de demanda de energía



Resultado Escenario Transición Efectiva



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **19.2 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.3 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.8 Billones de USD al año.

Resultado Escenario Transición Parcial



- ☐ Si se excluyen las inversiones que no serán necesariamente realizadas por DSOs, el monto de Inversiones para el escenario de **TE al 2040** se reduce a **14.2 Billones de USD**.
- ☐ Las inversiones anuales de Crecimiento tendencial resultan de 0.3 Billones de USD al año.
- ☐ Las Inversiones anuales de TE exclusivas de DSOs resultan de 0.5 Billones de USD al año.

