

UN EVENTO DE:



ADELATAM26

CONFERENCIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

“REDES QUE
TRANSFORMAN
LA ENERGÍA
DEL FUTURO”

20-21 de mayo de 2026 Buenos Aires, Argentina



www.adelatamconferencia.com

Organized by:



RELATORÍA

Resumen general

Una conferencia regional con vocación articuladora

La Conferencia ADELATAM 2026 reunió en Buenos Aires a más de 200 representantes del sector eléctrico latinoamericano, consolidando un espacio regional de diálogo y articulación entre distribuidoras, reguladores, organismos multilaterales, proveedores tecnológicos e instituciones académicas. Estuvieron presentes representantes de más de catorce países, entre ellos Argentina, Brasil (con los grupos EDP, Enel y Celesc), Bolivia (Ende), Chile (Chilquinta y Fenacopel), Colombia (ESSA, grupo EPM y Open Intelligence), Costa Rica (ASIDE), República Dominicana (Hubbell Aclara), Guatemala (EEGSA, grupo EPM y CNEE), El Salvador (Delsur, grupo EPM), Ecuador (Ministerio de Energía), Perú (CVC Energía y Osinergmin), India (Networks for Humanity) y España (Factor Energía).

Destacó especialmente la participación de los organismos multilaterales y reguladores: el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en calidad de Development Partner, el Banco Mundial con representantes en los paneles de regulación e inversiones, OLACDE en el panel inaugural, ANEEL (Brasil), Osinergmin (Perú) y la CNEE (Guatemala). Esta concurrencia confirmó la vocación de ADELATAM como plataforma de coordinación institucional y de definición de estándares operativos para el segmento de distribución eléctrica.

La distribución eléctrica dejó de ser el eslabón final, silencioso y de bajo crecimiento de la cadena eléctrica para convertirse en uno de los pilares centrales de la transición energética latinoamericana. La electrificación creciente de la demanda, la expansión de la generación distribuida, la irrupción de la electromovilidad y la incorporación de tecnologías digitales hacen que las redes aparezcan simultáneamente como el principal cuello de botella y como la mayor oportunidad estratégica para transformar el sistema eléctrico regional.

La conferencia confirmó que la región enfrenta desafíos estructurales convergentes: niveles altos de pérdidas eléctricas (en torno al 17 % promedio regional, según el BID), marcos regulatorios diseñados para una lógica de operación pasiva que ya no corresponde a la realidad técnica, restricciones macroeconómicas que dificultan el flujo de inversión, y necesidades millonarias de digitalización, automatización y medición inteligente que los esquemas tarifarios tradicionales no terminan de reconocer.

En este contexto, ADELATAM 2026 funcionó como un espacio para alinear a reguladores, distribuidoras, inversionistas y proveedores tecnológicos en una agenda común. La idea que atravesó toda la agenda fue

que las inversiones del futuro no se justifican con los modelos del pasado. Sin redes preparadas, la innovación energética pierde escala; con redes bien planificadas, bien reguladas y adecuadamente remuneradas, la distribución puede transformarse en una de las principales plataformas de desarrollo económico, social y ambiental de la región.

La conferencia se organizó en cinco módulos temáticos secuenciados —desafíos regulatorios, transformación operativa, digitalización y tecnologías habilitadoras, integración de nuevos usos y elementos, e inversión para las redes del futuro—, distribuidos en trece paneles a lo largo de dos jornadas. Un elemento distintivo es que cada panel se corresponde con un estudio realizado ADELAT, permitiendo a los participantes profundizar en los diagnósticos y recomendaciones presentados.

La presente relatoría presenta una síntesis de cada sesión, recoge las intervenciones más significativas y cierra con un bloque de conclusiones que conecta la conferencia con las propuestas promovidas por ADELAT.

DÍA 1 – MIÉRCOLES 20 DE MAYO

MÓDULO 1 — Desafíos regulatorios de la distribución eléctrica

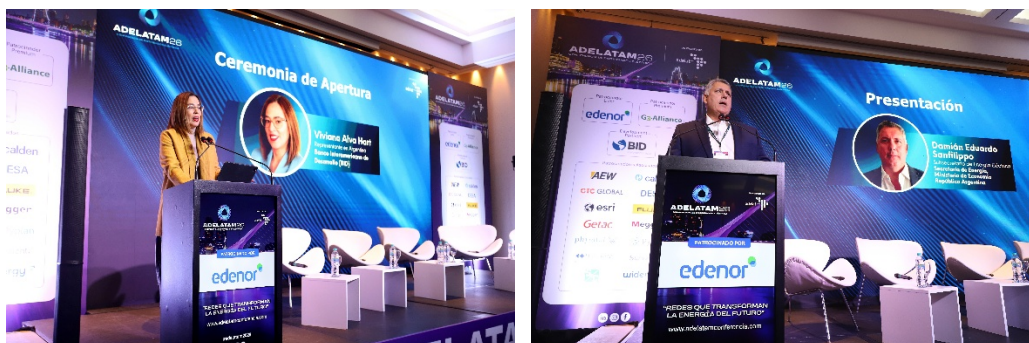
Ceremonia de apertura



La jornada fue inaugurada por Ilídio Coutinho, presidente del Consejo Directivo de ADELAT y Leader Regulatory–Grids de Enel Brasil, quien destacó la importancia de fortalecer la cooperación regional para avanzar hacia una transformación energética más integrada y sostenible. A continuación, Alessandra Amaral, presidenta ejecutiva de ADELAT, y Horacio Nadra, vicepresidente de la asociación, subrayaron el rol estratégico de las distribuidoras para acompañar los cambios del sistema eléctrico e impulsar redes más modernas y confiables.

La apertura contó con dos intervenciones institucionales de alto nivel. Viviana Alva Hart, representante en Argentina del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), destacó la relevancia de promover financiamiento e inversiones para acelerar la transformación del sector eléctrico latinoamericano. Damián

Sanfilippo, subsecretario de Energía Eléctrica de la Nación, resaltó la necesidad de nuevos marcos regulatorios que incentiven la inversión en tecnología y aceleren la digitalización de la distribución eléctrica.



Viviana Alva Hart (BID): la magnitud del desafío de inversión

La representante del BID dimensionó el reto financiero del sector: América Latina necesita invertir cerca de 3,5 % del PIB anual hasta 2030 en infraestructura, lo que en electricidad equivale a alrededor de USD 48.000 millones anuales destinados a transmisión, generación y distribución. Subrayó que nada de esto se escala sin redes robustas, modernas y financieramente sostenibles, y que esos volúmenes no podrán cubrirse exclusivamente con recursos estatales, por lo que resulta indispensable atraer capital corporativo de largo plazo.

Alva Hart explicó la estrategia integrada del Grupo BID a través de sus tres ventanillas operativas —sector público, sector privado y hub de innovación— para estructurar esquemas que atenúen los riesgos regulatorios y macroeconómicos. La entidad administra actualmente un portafolio energético de USD 5.000 millones, en el que transmisión y distribución representan el subsector de mayor financiamiento. En el caso argentino, mencionó un programa de USD 200 millones coordinado con la Secretaría de Energía para movilizar capitales privados hacia obras de transmisión críticas, y un financiamiento de USD 185 millones con Genneia para desarrollo de parques solares y almacenamiento con baterías.

Un mensaje técnico de fondo cerró su intervención: la reducción de las pérdidas eléctricas regionales — que promedian 17 %— no se resolverá únicamente con obra civil, sino con inversiones en sistemas avanzados de medición, control y supervisión en tiempo real. En sus palabras, «no se trata de un desafío de infraestructura, sino de gestión, de información, gobernanza e innovación».

Subsecretario Damián Sanfilippo: la hoja de ruta argentina

El subsecretario de Energía Eléctrica de la Nación expuso los principales ejes de la política sectorial argentina. Anunció una nueva licitación para incorporar generación térmica modular en nodos críticos de la red administrada por CAMMESA, en respuesta directa al requerimiento de potencia firme planteado

por las distribuidoras en las zonas más vulnerables ante los picos estacionales de consumo. Adelantó asimismo la salida inminente de la licitación de la línea de alta tensión AMBA I, primera obra que el Gobierno encarará bajo el esquema de concesión de obra pública con financiamiento, construcción, operación y mantenimiento privados por un plazo determinado.

Sanfilippo destacó como cambio estructural de la gestión la regularización del flujo de pagos a CAMMESA: al inicio de la administración las distribuidoras abonaban apenas el 37 % del costo real de la energía recibida, mientras que hoy ese porcentaje supera el 97 %. Esa normalización financiera, sostuvo, es el paso previo para que las nuevas inversiones sean viables y para devolver a CAMMESA sus funciones originales de administración del despacho.

En el horizonte de mediano plazo, el subsecretario apuntó a la aplicación plena del Decreto 450, presentado como un cambio estructural que busca eliminar regulaciones de parche, avanzar hacia precios marginales y fortalecer los mercados de energía y potencia para que las distribuidoras contraten directamente con las generadoras y planifiquen a largo plazo. La hoja de ruta contempla también la apertura del segundo programa de almacenamiento con baterías (ALMA GBA y su extensión a siete regiones del interior por 700 MW), las reconcesiones del sistema hidroeléctrico y la reciente venta del paquete accionario estatal en Transener. Sobre subsidios, precisó que el gasto bajó de unos USD 6.500 millones en 2023 a aproximadamente USD 3.000 millones, mediante un programa focalizado que mantiene el beneficio para los hogares de menores ingresos.

SESIÓN 01

Regulación para una red en transición: el nuevo rol de la distribución eléctrica

¿Siguen las reglas de ayer gobernando la red del siglo XXI? Los marcos normativos vigentes en muchos países de la región responden a un modelo tradicional, limitando la adopción de tecnologías inteligentes, la integración de renovables distribuidas y la participación activa de los usuarios.



Panelistas y moderación

- Lucia Spinelli, Especialista Senior en Energía, Banco Mundial.
- Silvana Stochetti, Abogada Senior, Edenor.
- Esteban Kiper, Consultor, OLACDE.
- Moderación: Jeancarlo Videla, CEO, Inel Institute of Technology & Inel Grid.

Síntesis de la sesión

La sesión inaugural funcionó como marco conceptual de toda la conferencia y se ordenó alrededor de una tensión estructural: cómo evolucionar los marcos normativos diseñados para una distribución pasiva hacia esquemas que reconozcan a las distribuidoras como operadores activos del sistema (DSO), capaces de gestionar generación distribuida, flexibilidad de demanda, almacenamiento y participación activa de los usuarios.

Silvana Stochetti planteó que la transición energética no se reduce a la incorporación de nuevas tecnologías: implica repensar el rol de las distribuidoras frente a nuevas demandas de los usuarios, criterios de sostenibilidad, calidad del servicio, resiliencia, eficiencia operativa y esquemas regulatorios capaces de acompañar un sistema cada vez más complejo y dinámico.

Esteban Kiper, consultor de OLACDE, advirtió sobre tres riesgos que la regulación del futuro debe evitar: el desfinanciamiento de las distribuidoras, el sesgo regresivo que las nuevas tecnologías pueden imponer si no se gestionan adecuadamente, y los problemas operativos derivados de una integración tecnológica mal calibrada. Subrayó que la regulación de la red del futuro debe ser un equilibrio entre eficiencia técnica y justicia social: «es importante plantear esta discusión hoy e imaginar el punto de llegada para poder construir un recorrido que permita que la red de distribución del futuro aporte a la seguridad energética y a la eficiencia operativa», remarcando que, en el contexto latinoamericano, la regulación debe contribuir también al acceso equitativo a la energía.

Kiper alertó sobre el riesgo de que la transición energética derive en un mecanismo de transferencia de costos regresivo: si los clientes de mayor poder adquisitivo se autoabastecen con paneles solares y se sustraen del sistema tradicional, el costo de sostenimiento de la red puede terminar cargándose sobre la factura de los usuarios más vulnerables. Reclamó que esos problemas no se resuelvan cargando en la

factura de los no adoptantes el costo de sostenimiento del sistema. Llamó a la prudencia regulatoria, instando a los organismos a basar sus decisiones en evidencia y aprendizaje comparado, evitar seguir tendencias acríticas, y avanzar de forma gradual mediante pruebas piloto y señales de precios precisas.

Lucía Spinelli, especialista senior en Energía del Banco Mundial, aportó la perspectiva comparada del organismo a partir de su trabajo con los sectores de distribución de múltiples países de América Latina y otras regiones. Subrayó que la previsibilidad regulatoria es la variable más sensible para la movilización del capital privado en un sector cuyas inversiones se recuperan en horizontes de quince a treinta años, y que los marcos que aún operan con reconocimientos ex post de tecnología o con revisiones tarifarias postergadas elevan de forma sustantiva el costo del financiamiento, encareciendo en última instancia la transición para el propio usuario. Señaló asimismo que la experiencia internacional muestra que los procesos de modernización regulatoria más exitosos son aquellos en los que el regulador asume un rol activo de habilitador y construye, junto con las distribuidoras, una hoja de ruta común con metas verificables, mecanismos graduales de implementación y espacios estructurados de aprendizaje. En sintonía con los aportes de Kiper y Stochetti, llamó la atención sobre la importancia de incorporar criterios de equidad y de protección al usuario vulnerable desde el diseño de los nuevos marcos, evitando que la modernización de la red termine consolidando brechas socioeconómicas preexistentes.

Conclusiones de la sesión

La sesión confirmó el diagnóstico central que ADELAT viene sosteniendo en su *policy paper* «Desafíos y perfeccionamientos regulatorios de la distribución eléctrica para la transición energética latinoamericana»: los marcos regulatorios vigentes en gran parte de la región fueron diseñados para una operación pasiva y no reconocen ni el costo ni el valor de la nueva funcionalidad del DSO. Las conclusiones operativas para las distribuidoras y los reguladores son:

- El reconocimiento explícito de la función del DSO en los marcos normativos es una reforma habilitante de todas las demás. Sin una definición formal del rol expandido de la distribuidora —que incluye gestión activa de la red, integración de recursos energéticos distribuidos y provisión de servicios de flexibilidad— las inversiones asociadas no encuentran cauce tarifario ni jurídico.
- La transición desde reconocimientos tarifarios ex post hacia esquemas de reconocimiento ex ante de las inversiones es la palanca regulatoria de mayor impacto en la velocidad de modernización. Requiere robustecer la capacidad técnica de los reguladores y construir confianza recíproca con las empresas a partir de información verificable.
- El diseño de los nuevos marcos debe anticiparse a los efectos distributivos de la generación distribuida domiciliaria, evitando que el costo de sostenimiento de la red recaiga sobre los

usuarios sin capacidad de adoptar tecnología. Este es un debate de equidad tarifaria, no solo técnico.

- La gradualidad, los *sandboxes* regulatorios y la evidencia comparada deben sustituir a la importación acrítica de modelos. ADELAT, a través de su red de distribuidoras en diez países, está en condiciones de proveer una base de evidencia regional rigurosa para promover estas reformas.

Accede [aquí](#) al policy paper “Desafíos y perfeccionamientos regulatorios de la distribución eléctrica para la transición energética latinoamericana”.

SESIÓN 02

Tarifas inteligentes: nuevos modelos de sostenibilidad financiera y reconocimiento de costos

La modernización tiene un costo, pero ¿cómo se paga? Los esquemas tradicionales de remuneración ya no reflejan la realidad de una red que requiere inversiones masivas en tecnología y resiliencia.



Panelistas y moderación

- Diego Luís Brancher, Coordinador de Regulação Tarifária, ANEEL.
- Julio Pungan, CFO, Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc).
- Raúl Bertero, Vicedecano Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires (UBA) y Presidente del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).
- Rodrigo Santander, Jefe Legal y Regulatorio, EDESA.
- Renato Sampaio, Socio Controlador, AEA Consultoría.
- Moderación: Livia Nicotra da Silva, Gerente de Regulación de Distribución, EDP Brasil.

Síntesis de la sesión

El panel partió de una premisa común: los modelos tradicionales de remuneración resultan obsoletos frente a una infraestructura que demanda inversiones masivas en digitalización y resiliencia climática, sobre todo en mercados con fuertes restricciones macroeconómicas y aspectos regulatorios pendientes. La moderadora, Livia Nicotra (EDP Brasil), instaló desde el inicio una definición precisa: una tarifa no es inteligente por usar tecnología; es inteligente cuando logra equilibrar simultáneamente seis objetivos que naturalmente se tensionan entre sí —eficiencia económica, sostenibilidad financiera, equidad social, señal de inversión, simplicidad y adaptabilidad—. Ningún modelo tarifario maximiza los seis al mismo tiempo: la regulación inteligente es el arte de calibrar ese equilibrio.

Diego Brancher (ANEEL) se refirió al proyecto brasileño de sandboxes tarifarios. La convocatoria pública definió diez proyectos que involucran a catorce distribuidoras y permitirán facturar de manera diferenciada a aproximadamente 60.000 consumidores. «Creamos un modelo interesante donde les dimos a las distribuidoras autonomía para probar tarifas diferenciadas; allí el agente regulador no le está diciendo a la distribuidora qué hacer, está supervisando y monitoreando», explicó. Brancher insistió en que el éxito del nuevo esquema depende menos del diseño técnico de la tarifa que de la comprensión del consumidor y su capacidad para aceptarla y reaccionar a ella, y advirtió que la modernización resultará probablemente en tarifas más altas, lo que exige una comunicación rigurosa con el usuario.

Julio Pungan (CFO de Celesc) compartió la experiencia de gestión en el estado de Santa Catarina, donde la demanda energética se ubica por encima de la media nacional brasileña. «El sector de la distribución está entrando en un nuevo nivel de inversión, y cómo se realizan inversiones calificadas dentro del escenario macroeconómico quizás sea el mayor desafío para todas las empresas de distribución», sostuvo. Describió un proyecto piloto de red inteligente desarrollado junto al BID en un municipio de 40.000 consumidores, con resultados favorables en reducción de costos y mejora de la eficiencia, que mejoraron de forma significativa la capacidad de la empresa para acceder a nuevos recursos y materializar nuevas inversiones.

Rodrigo Santander (EDESА) analizó las limitaciones estructurales de la regulación regional para acompañar la evolución tecnológica: los reconocimientos tarifarios son ex post, lo que elimina previsibilidad, y la mayoría de las tarifas latinoamericanas siguen rigiéndose por el sistema *price cap*, dejando poco espacio para incentivos. Frente a este panorama, Santander defendió la adopción del *sandbox* regulatorio, tomado de la experiencia brasileña, que EDESА ya implementa con dos proyectos piloto en Salta orientados a normalizar barrios populares con tarifa reducida y régimen de calidad diferenciado que converja progresivamente a la normalidad regulatoria. En sus palabras: «los *sandboxes* regulatorios son una herramienta concreta para ensayar soluciones, aprender, corregir y acelerar el camino hacia tarifas inteligentes con incentivos, con una mirada que combine eficiencia, previsibilidad y equidad».

Renato Sampaio (AEA Consultoría) aportó la perspectiva comparada de Reino Unido, Italia, Australia y Estados Unidos, países que ya comprendieron que la tarifa no es solo un número sino, sobre todo, una

elección de sociedad. Planteó una pregunta operativa central: cómo estructurar modelos equilibrados que incentiven a los operadores a realizar las inversiones necesarias en modernización y resiliencia, en volúmenes que justifiquen beneficios concretos y sostenibles para la sociedad.

Raúl Bertero (UBA / CEARE) cerró con una perspectiva histórica: el modelo regulatorio argentino fue tomado del esquema inglés en los años noventa y entró en crisis en 2001, y muchas medidas posteriores se tomaron en sentido contrario al de la modernización tarifaria. En su lectura, el principal obstáculo actual es que aún se están recuperando tarifas atrasadas respecto de la realidad, lo que hace muy difícil sumar la inversión adicional que la modernización requiere. No obstante, Bertero proyectó un escenario de alta eficiencia regido por tarifas horarias dinámicas y tecnología descentralizada, anclado en los medidores inteligentes, y advirtió: «este futuro donde llegás a la casa y ya prendiste el aire acondicionado con el celular no se debe lograr agudizando las enormes diferencias sociales que hay en Latinoamérica. La regulación tiene que paliar y ayudar a que esos barrios populares sean consumidores protegidos, modernizados».

Conclusiones de la sesión

Las experiencias presentadas confirman cuatro recomendaciones sobre modelos de remuneración y sostenibilidad de ADELAT:

- El tránsito desde esquemas *price-cap* puros hacia modelos que combinen reconocimiento ex ante de la inversión, incentivos por eficiencia y señales horarias dinámicas (*revenue cap*, PBR, TOTEX) está dejando de ser una opción para convertirse en condición de sostenibilidad de la red.
- Los *sandboxes* regulatorios —brasileño y salteño— constituyen una vía pragmática para introducir innovación tarifaria sin reformas estructurales completas. ADELAT puede convertirse en repositorio regional de las lecciones aprendidas en estos pilotos, facilitando su replicación informada por sus asociados.
- La medición inteligente (AMI) es la pieza física sin la cual los modelos tarifarios sofisticados no son ejecutables. No hay tarifa inteligente sin medidor inteligente.
- La equidad debe estar incorporada en el diseño tarifario desde el inicio, no como corrección posterior. El cruce con los programas de regularización social y pérdidas no técnicas es indisociable.

SESIÓN 03

El cliente elige: desafíos de la apertura a la competencia minorista y la protección del consumidor

La liberalización de los mercados minoristas constituye una oportunidad estratégica para mejorar la eficiencia del sector y fomentar la capacidad de decisión del consumidor.



Panelistas y moderación

- Gerusa Côrtes, Diretora de Operação de Mercado, CCEE.
- Sebastián Novoa, Presidente, AICE y Vicepresidente, ACEN.
- Emilio Rousaud Parés, CEO, Factor Energía.
- Gustavo Casaforte, CEO, Widergy.
- Moderación: Reginaldo Medeiros, Presidente, RAD Energia no Mercado.

Síntesis de la sesión

Coordinado por Reginaldo Medeiros, el panel ofreció una comparación de los procesos de apertura del mercado minorista en contextos institucionales distintos. Los ejes de discusión incluyeron: qué consumidores y desde cuándo pueden optar por la libertad de elección; los retos del proceso de apertura del mercado minorista; los mecanismos de protección al consumidor disponibles; las lecciones y desafíos de la organización del mercado minorista; la experiencia del consumidor; y el impacto de la apertura total sobre las distribuidoras.

Gerusa Côrtes (CCEE) abordó la nueva regulación brasileña, que establece la apertura del mercado a partir del próximo año, y describió la arquitectura institucional que el operador del mercado brasileño está construyendo para gestionar la transición. Sebastián Novoa (AICE / ACEN) ofreció un diagnóstico directo del caso chileno y planteó las dificultades que han ocurrido en Chile en relación con la red de distribución, donde, en general, existe una falta de digitalización en los procesos, medición en particular, y limitaciones a los aumentos de potencia o de los procesos de gestión documental, que requieren una reforma que

«incentive una expansión más robusta, con capacidad de responder con mayor agilidad y con datos más disponibles. Una distribuidora como plataforma de negocios eléctricos al servicio de los usuarios».

Emilio Rousaud Parés (Factor Energía) aportó la perspectiva del caso español, particularmente útil por tratarse de un mercado consolidado en libre competencia minorista con varias décadas de evolución, y compartió aprendizajes sobre cómo se construye la propuesta de valor de un comercializador puro frente a un consumidor mayoritariamente residencial. Gustavo Casaforte (Widergy), por su parte, desplazó el eje del debate desde la dimensión regulatoria de la apertura hacia la dimensión tecnológica y de experiencia del cliente. Sostuvo que ninguna apertura comercial efectiva es posible sin una infraestructura digital robusta que ponga en manos del usuario información clara, comparable y oportuna sobre su consumo, sus opciones contractuales y sus derechos; en su lectura, la tecnología no es un accesorio del proceso de liberalización sino su condición habilitante, y la inversión en plataformas digitales centradas en el consumidor es lo que finalmente convierte la libertad formal de elección en empoderamiento real.

Al cierre del panel, el moderador presentó el estudio comparado de RAD Energía sobre apertura de mercado a nivel global, cuyos hallazgos centrales fueron:

- Los mercados eléctricos en los que todos los consumidores pueden ser totalmente libres representan el 40 % del PIB mundial, pero solo el 11 % de los consumidores residenciales tienen acceso a la libertad de elección en el mundo.
- En Europa, Oceanía, Asia y catorce estados de Estados Unidos, los mercados más importantes están totalmente abiertos a la competencia minorista con plena libertad de los consumidores.
- En América, solo el mercado de El Salvador está completamente abierto a la competencia minorista. En Brasil, Colombia, Guatemala, Panamá y Perú únicamente los grandes consumidores suministrados en alta tensión son libres.
- En América Latina, las discusiones sobre el mercado minorista de electricidad han estado presentes en los principales países durante más de 30 años, con posturas gubernamentales alternantes debido a los cambios políticos del período.

Conclusiones de la sesión

Las experiencias presentadas en el panel dialogan directamente con el DSO Brief de ADELAT «Liberalización de la comercialización minorista en América Latina: nuevos escenarios para la distribución eléctrica», que examina el estado del proceso de apertura en la región, sus condiciones habilitantes y las implicaciones para el negocio de distribución. Las principales conclusiones para las distribuidoras son:

- La apertura comercial minorista es un proceso largo, con velocidades y profundidades muy distintas. Esto exige preparación anticipada de la distribuidora en tres frentes simultáneos:

separación funcional de actividades, robustecimiento de la infraestructura digital comercial y rediseño de la atención al cliente. Empezar tarde estos procesos es la causa más frecuente de transiciones traumáticas documentadas en la literatura comparada. El caso brasileño marcará un punto de inflexión observable a partir de 2027.

- La distribuidora del futuro debe pensarse como plataforma de servicios eléctricos y administradora neutral de la red, no como vendedora de energía. Su valor reside cada vez más en la disponibilidad de datos, la calidad de los procesos comerciales y la capacidad de gestionar conexiones, no solo en el *commodity*. Esta reconceptualización modifica el modelo de negocio, los indicadores de gestión, la estructura organizacional y el perfil del capital humano que la empresa necesita.
- La calidad de la infraestructura digital de las distribuidoras (medición, gestión documental, atención al cliente, APIs de datos) es prerequisite de cualquier apertura efectiva. Sin esta capa, el mercado libre genera promesas que la red no puede cumplir.
- La protección efectiva del consumidor durante y después de la apertura exige cuatro condiciones mínimas que surgen de las buenas prácticas internacionales: mecanismos de suministrador de último recurso, protocolos de cambio de suministrador con plazos acotados, acceso garantizado del consumidor a sus propios datos de consumo y regímenes especiales para usuarios vulnerables.
- La trayectoria política de la liberalización en América Latina, marcada por más de tres décadas de avances y retrocesos asociados al ciclo electoral, sugiere que las distribuidoras deben prepararse para un escenario de probabilidad creciente pero ritmo incierto. La inversión en capacidades comerciales y digitales es de bajo riesgo regulatorio incluso si la apertura se posterga, porque mejora la operación del negocio actual.

Accede [aquí](#) al estudio “*Liberalización de la comercialización minorista en América Latina*”.

MÓDULO 2 — Transformación operativa de la red

SESIÓN 04

Hacia la excelencia operativa: nuevos estándares de calidad del servicio en redes en transformación

La confiabilidad de la red es un pilar de la productividad nacional y el nivel de vida; la actualización de los estándares de calidad y los incentivos simétricos son necesarios para alcanzar niveles de desempeño de clase mundial.



Panelistas y moderación

- Alejandro Sruoga, Director Ejecutivo, CIER – Comisión de Integración Energética Regional.
- Daniel Hokama, CEO, CVC Energía.
- Patricio Molina, Gerente General, Fenacopel.
- Pablo Pérez, Director de Operaciones y Servicios al Cliente, Edenor.
- Moderación: Laura Iannazzo, Head of Institutional Affairs, Edesur.

Síntesis de la sesión

El panel inauguró el módulo dedicado a la transformación operativa de la red y abordó cómo la regulación de las interrupciones del servicio debe evolucionar en paralelo con la adopción de mejores prácticas de automatización de redes, a fin de alcanzar estándares de excelencia técnica acordes con la transformación energética en curso.

Alejandro Sruoga (CIER) abordó la transformación operativa de la red y la experiencia regional acumulada por la CIER en su camino hacia sistemas más resilientes, digitales y confiables. Destacó dos instrumentos técnicos clave del trabajo conjunto de la Comisión:

- El Proyecto CIER 06, que evalúa y compara indicadores de desempeño clave (KPI) de empresas distribuidoras de energía eléctrica de América Latina y el Caribe, permitiendo una lectura comparada del estado de la calidad del servicio en la región.
- El estudio del Grupo de Trabajo CIER Smart Grid «Desafíos de la Transformación Digital Eléctrica – Hacia Redes Inteligentes 2025 en Latinoamérica», que concluye que la transformación digital debe entenderse como una evolución de capacidad operacional y no únicamente como incorporación tecnológica.

Sruoga subrayó que, para la CIER, el futuro del sistema eléctrico se construye sobre tres pilares fundamentales: calidad del servicio, digitalización y resiliencia. Los aportes de Pablo Pérez (Edenor), Patricio Molina (Fenacopel) y Daniel Hokama (CVC Energía) enriquecieron el panel con perspectivas operativas concretas desde Argentina, Chile y Perú, respectivamente, sobre cómo las distribuidoras están adaptando sus prácticas de automatización, gestión de activos y atención al cliente para alcanzar estándares de excelencia coherentes con la transformación energética.

Conclusiones de la sesión

El panel converge con las líneas centrales del DSO Brief de ADELAT «La Calidad de la Distribución Eléctrica en la Transición Energética: Desafíos y Buenas Prácticas Regulatorias», que documenta cómo los esquemas regulatorios de calidad de servicio vigentes en la región fueron concebidos para una red pasiva y requieren actualizarse para acompañar la transformación operativa en curso. Las conclusiones para las distribuidoras son:

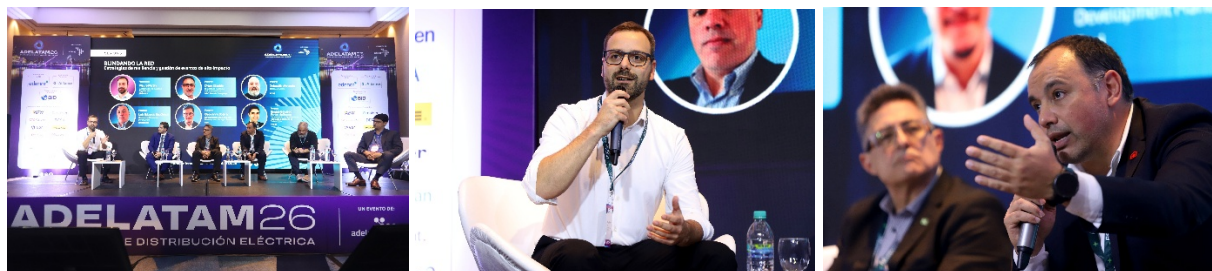
- Los indicadores tradicionales SAIDI y SAIFI siguen siendo necesarios pero ya no son suficientes para capturar la calidad de servicio de una red moderna. Se deben incorporar de manera progresiva indicadores complementarios de calidad de potencia, calidad de la atención digital y desempeño frente a eventos de alto impacto, ajustados a la realidad operativa de cada país.
- Los incentivos asimétricos —únicamente sancionatorios— desincentivan la inversión adicional en mejoras de calidad por encima del estándar. Las mejores prácticas incluyen esquemas de incentivos simétricos que combinan premios y penalizaciones sobre una línea base recalibrada periódicamente, alineando los intereses del regulador, la distribuidora y el usuario final.
- La regulación de calidad debe evolucionar de manera sincrónica con la automatización: introducir exigencias más estrictas sin reconocer la inversión asociada o, a la inversa, reconocer la inversión sin elevar los estándares, genera resultados subóptimos.
- La calidad del servicio es indisoluble de la transformación digital, la resiliencia y la gestión de pérdidas. Se deben abordar estos cuatro frentes de manera integrada en los procesos de revisión tarifaria, evitando la fragmentación regulatoria que típicamente subestima los costos sistémicos de la modernización.

Accede [aquí](#) al estudio “La calidad de la distribución de energía eléctrica en la transición energética”.

SESIÓN 05

Blindando la red: estrategias de resiliencia y gestión de eventos de alto impacto

Frente a eventos climáticos cada vez más frecuentes y severos, la confiabilidad tradicional ya no es suficiente. La capacidad de anticipación, absorción y recuperación de los sistemas eléctricos se convierte en una prioridad.



Panelistas y moderación

- Renato Eduardo Farias de Sousa, Coordenação de Qualidade na Prestação do Serviço de Distribuição, ANEEL.
- Sebastián Arnaudo, Gerente Técnico, EDES.
- Luis Eduardo Sepúlveda, Gerente de Operación Distribución, Chilquinta.
- Geovanny Solera, Senior Infrastructure Business Development Manager Americas, Esri.
- Diego Elizalde, Director de Negocios en Latinoamérica, S&C Electric Company.
- Moderación: Mauro Pertini, Coordinador de Asuntos Regulatorios, EDEA S.A.

Síntesis de la sesión

La sesión partió del reconocimiento de un cambio estructural en el contexto operativo de la distribución: la mayor frecuencia y severidad de los eventos climáticos extremos hace que la confiabilidad tradicional —medida exclusivamente por SAIDI/SAIFI— resulte insuficiente. La capacidad de anticipación, absorción y recuperación de los sistemas eléctricos pasa a ser una prioridad, mediante estrategias de resiliencia física y operativa que minimicen los tiempos de degradación del sistema y protejan la infraestructura crítica.

Renato Eduardo Farias de Sousa (ANEEL) relató la experiencia brasileña en el tema, describiendo cómo el regulador ha ido incorporando criterios de resiliencia a su esquema de supervisión de la calidad del servicio. Sebastián Arnaudo (EDES) y Luis Eduardo Sepúlveda (Chilquinta) aportaron casos concretos de distribuidoras de Argentina y Chile que han enfrentado eventos extremos y han ido construyendo protocolos de respuesta, infraestructura redundante y mecanismos de coordinación con autoridades locales.

Geovanny Solera (Esri) y Diego Elizalde (S&C Electric Company) presentaron, desde el lado tecnológico, cómo la analítica geoespacial, los sensores avanzados y los dispositivos de seccionamiento automático contribuyen a transformar la respuesta reactiva de las distribuidoras en una capacidad de anticipación y recuperación selectiva del servicio.

Conclusiones de la sesión

Las intervenciones del panel se articulan con la propuesta central del DSO Brief de ADELAT «La resiliencia de los sistemas de distribución eléctrica: recomendaciones para un nuevo paradigma regulatorio», que postula que la resiliencia debe regularse de manera distinta a la confiabilidad ordinaria y propone una arquitectura regulatoria específica para eventos de alto impacto y baja probabilidad. Las conclusiones para las distribuidoras son cuatro:

- La resiliencia y la confiabilidad ordinaria son fenómenos regulatorios distintos y deben tratarse por separado. La incorporación de eventos extremos al cálculo de los indicadores tradicionales de continuidad penaliza a la distribuidora sin generar incentivos a la inversión específica en mitigación; la regulación debe excluir esos eventos del régimen ordinario y crear un régimen complementario diseñado a tal efecto.
- La resiliencia debe medirse y remunerarse explícitamente. Las regulaciones que solo miden disponibilidad media (SAIDI/SAIFI) penalizan eventos extremos sin reconocer la inversión específica en su mitigación; se requieren métricas y mecanismos tarifarios adicionales.
- La inversión en resiliencia genera un beneficio cuya unidad de medida son los eventos que no ocurren o que ocurren con menor severidad. La cuantificación de la energía no servida evitada y de los costos económicos y sociales evitados debe convertirse en parte integral del análisis costo-beneficio del proceso tarifario; ADELAT propone metodologías regionales armonizadas para este fin.
- Los esquemas de remuneración deben prever vehículos específicos de recuperación de la inversión en endurecimiento de infraestructura, redundancia operativa y herramientas de respuesta rápida, diferenciados de los mecanismos ordinarios del CAPEX regular. La ausencia de estos vehículos es una de las causas estructurales de la subinversión en resiliencia.
- La resiliencia operativa exige coordinación interinstitucional formalizada con autoridades de protección civil, telecomunicaciones, transporte y agua. Esa coordinación puede desarrollarse como obligación regulatoria, con protocolos verificables y simulacros periódicos.

Accede [aquí](#) al estudio “La resiliencia de los sistemas de distribución eléctrica”.

SESIÓN 06

Cerrando la brecha: innovación y buenas prácticas en detección y recuperación de pérdidas eléctricas

Cada kilovatio perdido es un recurso que no llega al desarrollo. La reducción del fraude y la regularización social son indispensables para la integridad operativa y la sostenibilidad económica de la red.



Presentación introductoria

La sesión se abrió con una presentación de Dasla Pando (Centro de Energía – FCFM, Universidad de Chile), quien presentó los resultados del estudio «Recuperando energía: innovación y estrategias para la gestión de pérdidas no técnicas en América Latina», elaborado por ADELAT con el apoyo de la Universidad de Chile, OLACDE y el BID. La presentación abordó la metodología del estudio, los ejes y la taxonomía propuesta, y las buenas prácticas identificadas para la gestión de pérdidas no técnicas.

Panelistas y moderación

- Marco Salao, Subsecretario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, Ministerio de Ambiente y Energía de Ecuador.
- Mario Naranjo, Gerente General País, EEGSA.
- Germán Noez, Gerente de Disciplina de Mercado, Edenor.
- Facundo Gagliardo, Gerente LATAM de Desarrollo de Monitoreo Online, Megger.
- Renato Domingos, Channel Sales Director for Latin America, Fluke Corporation.
- Moderación: Joaquín Lazo, Especialista Técnico y Regulatorio, ADELAT.

Síntesis de la sesión

El debate articuló tres dimensiones interdependientes de la gestión de pérdidas no técnicas: la detección mediante tecnología y analítica avanzada, los mecanismos de desincentivo y sanción, y la regularización como vía de inclusión energética y recuperación financiera para las empresas. Los panelistas coincidieron en que ninguna de estas dimensiones opera de forma efectiva de manera aislada, y que la tensión entre

el enfoque punitivo y el enfoque social es uno de los nudos regulatorios y operativos más complejos que enfrenta la distribución en América Latina.

Germán Noez (Edenor) sintetizó el enfoque de la compañía: la integración entre tecnología, medición inteligente, analítica de datos, inteligencia artificial y gestión operativa genera mejoras concretas tanto en pérdidas como en cobrabilidad. Compartió cuatro líneas de trabajo simultáneas:

- Integración estratégica entre pérdidas y morosidad, abordando ambos problemas como un fenómeno comercial único.
- Despliegue de medidores inteligentes en zonas de alto riesgo.
- Implementación de medidores autoadministrados en clientes residenciales.
- Direccionamiento de las cuadrillas mediante analítica avanzada y modelos de scoring, reduciendo el componente aleatorio de las inspecciones de campo y aumentando la efectividad de las intervenciones.

En su visión, la integración de inteligencia artificial en la gestión de pérdidas no reemplaza al trabajo territorial, sino que lo potencia al identificar patrones de consumo anómalos que el ojo humano no puede detectar a escala.

El panel abordó también el rol de las empresas proveedoras de tecnología de medición y diagnóstico de red. Renato Domingos (Fluke) y Facundo Gagliardo (Megger) presentaron perspectivas complementarias sobre cómo el blindaje físico de la red y el monitoreo online en tiempo real constituyen dos capas de defensa que, combinadas, reducen tanto la ventana de oportunidad para el fraude como el tiempo de respuesta ante irregularidades detectadas. Se discutió que la rentabilidad de estas inversiones depende críticamente del marco regulatorio: sin reconocimiento tarifario de los costos de modernización de la medición, las distribuidoras enfrentan una barrera financiera que posterga soluciones técnicamente disponibles.

Marco Salao (Ministerio de Ambiente y Energía de Ecuador) aportó la perspectiva regulatoria y de política pública, subrayando que las pérdidas no técnicas tienen una dimensión social que no puede abordarse únicamente desde la fiscalización. Los programas de regularización y de inclusión energética, cuando están bien diseñados, transforman a usuarios en situación irregular en clientes formales con acceso a mejores condiciones de servicio, reduciendo al mismo tiempo la conflictividad territorial de las intervenciones y generando ingresos recurrentes para la distribuidora. Señaló que el principal desafío para los gobiernos es articular los incentivos correctos para que las distribuidoras vean la regularización no como un costo operativo, sino como una inversión con retorno.

Mario Naranjo cerró con una reflexión sobre la experiencia de EEGSA en Guatemala, donde la convivencia de zonas de alta densidad urbana con bolsones de precariedad exige estrategias diferenciadas. Destacó que la clave está en combinar la señal económica (tarifas que reflejen costos reales) con la capacidad

operativa de detectar y actuar, y con la voluntad institucional de sostener programas de largo plazo que no dependan de los ciclos políticos.

Conclusiones de la sesión

Las pérdidas no técnicas son uno de los ámbitos de mayor compromiso institucional para ADELAT: el estudio «Recuperando energía: innovación y estrategias para la gestión de pérdidas no técnicas en América Latina», constituye una de las contribuciones más completas de la asociación al sector. El panel confirmó que la gestión de pérdidas se sostiene sobre tres dimensiones interdependientes —detección, desincentivo y regularización— y que ninguna opera de manera efectiva de forma aislada. Las conclusiones para las distribuidoras y para los reguladores son las siguientes:

- La taxonomía propuesta por el estudio permite por primera vez comparar prácticas y resultados entre distribuidoras de la región con criterios homogéneos. Su uso sistemático por los asociados habilita un benchmarking riguroso.
- La gestión de pérdidas no es un problema técnico puro: requiere combinar tecnología (medición inteligente, AI, blindaje de red), gestión social (regularización, tarifas adecuadas, inclusión energética) y articulación con autoridades locales. La integración de IA y analítica avanzada no reemplaza el trabajo territorial sino que lo potencia, dirigiendo las cuadrillas con base en evidencia y reduciendo el componente aleatorio de las inspecciones de campo.
- El blindaje físico de la red y el monitoreo en línea constituyen dos capas de defensa complementarias que, combinadas, reducen simultáneamente la ventana de oportunidad para el fraude y el tiempo de respuesta ante irregularidades. La rentabilidad de estas inversiones depende críticamente del reconocimiento tarifario de los costos de modernización de la medición; sin este reconocimiento, las distribuidoras enfrentan una barrera financiera que posterga soluciones técnicamente disponibles.
- Los pilotos de integración pérdidas–morosidad —como el de Edenor— muestran que el abordaje unificado del fenómeno comercial genera retornos superiores al abordaje compartimentado. El despliegue de medidores autoadministrados y el direccionamiento de cuadrillas mediante modelos de *scoring* son dos palancas operativas con efecto demostrado.
- La regularización social bien diseñada es simultáneamente una intervención de pérdidas y una intervención de equidad tarifaria. Transforma a usuarios en situación irregular en clientes formales con acceso a mejores condiciones de servicio, reduce la conflictividad territorial de las intervenciones y genera ingresos recurrentes para la distribuidora. Esta lectura redefine la regularización: deja de ser un costo operativo para convertirse en una inversión con retorno verificable, lo que exige que los marcos regulatorios la reconozcan como tal en los procesos tarifarios.

- La tensión entre el enfoque punitivo y el enfoque social es uno de los nudos regulatorios más complejos del sector. Su resolución requiere combinar tres elementos que aparecen recurrentemente en las experiencias exitosas: una señal económica que refleje los costos reales, capacidad operativa efectiva para detectar y actuar, y voluntad institucional para sostener programas de largo plazo que no dependan del ciclo político. El régimen de calidad diferenciado para barrios populares, como el *sandbox* de Salta, ofrece un modelo replicable que integra estos tres elementos.

Accede [aquí](#) al estudio “Recuperando Energía: Innovación y Estrategias para la gestión de Pérdidas No Técnicas en América Latina y Caribe”.

DÍA 2 – JUEVES 21 DE MAYO

Apertura

La segunda jornada fue inaugurada por Claudio Bulacio, gerente de ADEERA, quien dio la bienvenida a los asistentes y enmarcó el día en torno a los módulos de digitalización y tecnologías habilitadoras, integración de nuevos usos y elementos, y financiamiento de las redes del futuro. Como reflexión transversal, las intervenciones de apertura destacaron que la distribuidora del futuro será mucho más que una empresa responsable de entregar energía al consumidor final: será una plataforma estratégica de innovación energética, capaz de integrar datos, activos distribuidos, nuevos usos de la electricidad y consumidores cada vez más activos.

MÓDULO 3 — Digitalización y tecnologías habilitadoras de la transición

SESIÓN 07

Digitalización y automatización de la distribución: operando la red con datos en tiempo real

Los datos son el nuevo activo de la red. La transición de redes analógicas a plataformas digitales dinámicas es indispensable para gestionar la complejidad de la energía moderna.



Panelistas y moderación

- Sumit D. Chowdhury, Global Deployment, Digital Energy Grid, Networks for Humanity.
- Rodrigo Ferreira Fonseca Pedroso, CEO y Presidente del Consejo de Administración, Grupo Pacto.
- Gastón Moyano, CEO, Enerminds.
- Guillermo Velarde, VP Business Development LATAM, NovaTech Automation.
- Moderación: Sabrina Hernández, Abogada Senior, Edenor.

Síntesis de la sesión

La sesión abrió el módulo de digitalización con un mensaje compartido por todos los expositores: la transición energética ya no es una discusión a futuro, las redes deben adaptarse hoy a una realidad marcada por la rápida penetración de la generación distribuida (especialmente solar fotovoltaica), el crecimiento de los vehículos eléctricos, la digitalización y automatización de las redes, el almacenamiento de energía y la flexibilidad operativa, y usuarios cada vez más activos que también producen energía.

Guillermo Velarde (NovaTech Automation) sintetizó el cambio de paradigma: las distribuidoras deberán evolucionar desde modelos tradicionales hacia redes más inteligentes, flexibles y bidireccionales, y el reto no es solo tecnológico sino regulatorio, operativo y comercial. Gastón Moyano (Enerminds) enfatizó que la integración de datos y la automatización de procesos no son metas a futuro sino herramientas urgentes para resolver los problemas actuales de las distribuidoras: optimizar las operaciones de red, reducir los tiempos de respuesta ante fallas y cumplir de manera eficiente con las exigencias regulatorias.

Rodrigo Ferreira Fonseca Pedroso (Grupo Pacto) compartió la mirada brasileña sobre cómo la implementación de sistemas ADMS, sensores inteligentes y operación en tiempo real está modificando la naturaleza del trabajo en las salas de control y la relación entre operadores, datos y decisiones, y describió aprendizajes prácticos de despliegues a escala.

Sumit D. Chowdhury introdujo en el panel el concepto de Digital Energy Grid, una iniciativa impulsada por la Foundation for Interoperability in Digital Economy (FIDE) y la Agencia Internacional de Energía (IEA), que propone trasladar al sector eléctrico la lógica de las plataformas digitales abiertas que ha transformado otras industrias. La idea central es construir un sistema en el que las distintas plataformas

de operación, medición, mercado y gestión de recursos se articulen sobre tres capas comunes: una identidad digital segura, un lenguaje compartido y protocolos abiertos de comunicación. Según Chowdhury, alinear los ecosistemas digitales del sector eléctrico sobre estas tres capas comunes permitirá desbloquear oportunidades hoy fragmentadas en cuatro frentes simultáneos: la optimización y flexibilidad de la red, la respuesta de la demanda, el comercio eléctrico entre pares (P2P) y, en una mirada de más largo plazo, la democratización efectiva de la gestión de la energía por parte del usuario final.

Conclusiones de la sesión

La digitalización y automatización es uno de los vectores estratégicos desarrollados por ADELAT en el estudio “Digitalización y Automatización de la Distribución Eléctrica: Impulsores y Buenas Prácticas Internacionales”, que sistematiza las tendencias tecnológicas globales, los beneficios operativos, económicos, sociales y ambientales de la digitalización, y formula recomendaciones para acelerar su adopción en la región. Las conclusiones para reguladores y distribuidoras son:

- La transición regulatoria desde una distribuidora tradicional (DNO) hacia un Operador de Sistema de Distribución (DSO) es la palanca habilitante más importante del proceso. Solo bajo un marco DSO formalmente reconocido, las distribuidoras pueden capturar el valor pleno de los sistemas ADMS, DERMS, AMI y OMS y ofrecer servicios de flexibilidad, gestión de la demanda e integración de recursos distribuidos.
- Los esquemas de remuneración basados en empresa modelo, vigentes en varios países de la región, generan un desincentivo estructural a la inversión en digitalización: cualquier ahorro real se traduce en mayor utilidad, pero la inversión adicional en tecnología no se reconoce de forma oportuna ni completa. Es necesario avanzar hacia esquemas mixtos basados en costos reales con incentivos por eficiencia, ciclos tarifarios más cortos y mecanismos tipo *passthrough* para activos no convencionales y software.
- La digitalización es una transformación de capacidades, no una compra tecnológica. Su éxito depende tanto de los marcos regulatorios y el financiamiento como de la gestión del cambio organizacional, el desarrollo del capital humano y, de forma especialmente relevante, la construcción de relaciones de colaboración estratégica de largo plazo con los proveedores tecnológicos.
- Los sistemas ADMS, los sensores avanzados y las tecnologías de *self-healing* dejaron de ser componentes opcionales para convertirse en infraestructura estándar de cualquier distribuidora de la región. Su ausencia ya constituye un riesgo regulatorio y financiero.
- La integración entre sistemas (SCADA, ADMS, OMS, GIS, CIS, AMI) es donde reside la mayor parte del valor incremental, y donde están los principales obstáculos reales. ADELAT puede contribuir a definir lineamientos regionales de arquitectura de referencia para sus asociados.

- La interoperabilidad, la ciberseguridad y la gobernanza del dato deben abordarse desde el inicio del despliegue, no como capas posteriores. Se deben adoptar estándares comunes, definir reglas claras sobre uso y privacidad de la información, y construir un marco de evaluación de madurez digital que permita a cada distribuidora identificar brechas y construir hojas de ruta verificables.

Accede [aquí](#) al estudio “Digitalización y automatización de la distribución eléctrica: impulsores y buenas prácticas internacionales”.

SESIÓN 08

Acelerando la implementación de AMI: propuestas para una hoja de ruta

La medición inteligente es la puerta a la red del futuro, y la base digital para operar redes bidireccionales y descentralizadas.



Panelistas y moderación

- Claudio Puértolas, Presidente, Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).
- Pablo Regina, Gerente Comercial, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).
- José Palazzi, Director General, Gridspertise Latinoamérica.
- Claudio Puga, Commercial Director South America, Landis+Gyr.
- Moderación: Alessandra Amaral, Presidenta Ejecutiva, ADELAT.

Síntesis de la sesión

El panel reunió a operadores estatales (EPEC y UTE), proveedores líderes del segmento (Gridspertise, Landis+Gyr) y la presidenta ejecutiva de ADELAT como moderadora, con el objetivo de analizar hojas de

ruta efectivas para un despliegue masivo de medición inteligente. La discusión combinó la mirada estratégica con la mirada de implementación: cómo diseñar el caso de negocio, cómo estructurar el *procurement*, cómo escalar pilotos y cómo asegurar la interoperabilidad.

José Palazzi (Gridspertise Latinoamérica) planteó una de las distinciones más comentadas del panel: tratar al AMI como una compra de hardware versus tratarlo como infraestructura digital. La primera mirada genera un problema operativo recurrente; la segunda crea una ventaja competitiva sostenible. Esa diferencia conceptual cambia el modelo de *procurement*, el caso de negocio, la medición del retorno de la inversión y, en última instancia, cuánto valor extrae la distribuidora de su red a lo largo del tiempo. Palazzi señaló además que la transformación se sostiene cuando convergen cuatro condiciones: regulación estable, interoperabilidad, tarifas inteligentes y un giro desde decisiones basadas en precio hacia decisiones basadas en valor.

Claudio Puértolas (EPEC) y Pablo Regina (UTE) aportaron lecciones aprendidas de despliegues a escala en dos contextos institucionales muy distintos, con un común denominador: ambas empresas son referencia regional en medición inteligente. UTE constituye el caso paradigmático en América Latina, al ser prácticamente la única distribuidora de la región que ha completado un despliegue universal de AMI sobre su área de concesión, lo que le ha permitido capitalizar los beneficios operativos, comerciales y regulatorios del nuevo paradigma con una profundidad inalcanzable para empresas en etapas más tempranas. EPEC, por su parte, es la distribuidora argentina con mayor avance relativo en despliegue de medición inteligente y opera como referencia natural para el resto del sistema distribuidor del país. Las exposiciones de ambos directivos coincidieron en que la escala exige resolver simultáneamente cuestiones tecnológicas, regulatorias, contractuales y de aceptación social, y que las dificultades reales del despliegue tienden a aparecer no en la primera ola de medidores instalados sino en la integración progresiva con los sistemas comerciales, técnicos y regulatorios de la empresa. Claudio Puga (Landis+Gyr) ofreció una perspectiva regional y global sobre estándares, cadenas de suministro y costos, complementando la mirada desde la oferta tecnológica.

Conclusiones de la sesión

La medición inteligente es la pieza central sobre la cual descansan los modelos tarifarios inteligentes, la gestión de pérdidas no técnicas y la integración de generación distribuida, entre otros. Todos estos aspectos son abordados en el estudio de ADELAT denominado “Acelerando la medición inteligente: claves regulatorias para su despliegue en América Latina”, que documenta las brechas regionales de cobertura de AMI y propone una hoja de ruta regulatoria para acelerar despliegues masivos. Las conclusiones para las distribuidoras son:

- La medición inteligente debe ser regulada y contabilizada como infraestructura digital de largo plazo, no como una adquisición de hardware. Esta distinción modifica el caso de negocio, el modelo de *procurement* y, sobre todo, el reconocimiento tarifario del activo y los beneficios sistémicos asociados.
- Los marcos regulatorios deben proveer cuatro condiciones mínimas habilitantes del despliegue masivo: reconocimiento ex ante de la inversión y de sus beneficios indirectos (reducción de pérdidas, mejora de calidad, integración de generación distribuida), definición clara de la titularidad y reglas de acceso a los datos, estándares de interoperabilidad que eviten el *lock-in* con un proveedor único, y un esquema de protección de la privacidad del usuario.
- La gestión de las expectativas del usuario es una condición crítica del despliegue. Las experiencias regionales reflejan que la falta de comunicación adecuada sobre los beneficios puede derivar en resistencia social y en la postergación de programas nacionales, por lo que se deben incorporar desde el diseño campañas de información, mecanismos de participación y, donde sea pertinente, incentivos compensatorios para los primeros adoptantes.
- Los casos de UTE en Uruguay y EPEC en Argentina ofrecen lecciones operativas concretas sobre escalamiento, integración con sistemas comerciales y técnicos, e interlocución con el regulador. ADELAT en condiciones de actuar como repositorio regional de buenas prácticas para los asociados que se encuentran en etapas más tempranas del proceso.

Accede [aquí](#) al estudio “Acelerando la Medición Inteligente: claves regulatorias para su despliegue en América Latina”.

SESIÓN 09

Redes convergentes: infraestructura compartida e integración entre electricidad y telecomunicaciones

La conectividad digital y la eléctrica corren por los mismos caminos. La convergencia permite optimizar el uso de activos físicos escasos y acelerar la digitalización de la sociedad.



Panelistas y moderación

- Cyro Boccuzzi, Socio Director y Presidente, ECOEE & Smart Grid Fórum Latam.
- Omar Medina, Especialista AMI, G3-Alliance.
- Moderación: Ernesto San Miguel, Gerente General, EDET.

Síntesis de la sesión

La sesión exploró modelos de negocio colaborativos entre distribuidoras y empresas de telecomunicaciones, mostrando cómo el uso compartido de postes, ductos y otra infraestructura puede reducir los costos totales de expansión, cerrar la brecha digital y mejorar la conectividad en zonas rurales. Omar Medina (G3-Alliance), desde su rol en la especialización en AMI, planteó que la convergencia entre energía y telecomunicaciones puede convertirse en un habilitador estratégico para acelerar la digitalización, fortalecer la interoperabilidad y reducir la brecha de conectividad en la región a través de redes redundantes.

Cyro Boccuzzi (ECOEE & Smart Grid Fórum Latam) profundizó en la arquitectura técnica y los modelos de negocio que están emergiendo en Brasil y otros mercados, destacando que el aprovechamiento compartido de la infraestructura física no solo genera beneficios económicos para las partes, sino que tiene un impacto directo sobre la inclusión digital de territorios históricamente excluidos.

Conclusiones de la sesión

Este eje conecta directamente con el estudio ADELAT denominado “Nuevas Sinergias entre Electricidad y Telecomunicaciones: Retos de Infraestructura y Servicios Compartidos”, que mapea los modelos institucionales y las oportunidades de eficiencia derivadas de la convergencia entre ambas industrias. Las conclusiones para las distribuidoras son:

- La convergencia entre redes eléctricas y de telecomunicaciones dejó de ser una oportunidad emergente para convertirse en una palanca concreta de eficiencia de capital. El uso compartido de postes, ductos y derechos de paso reduce los costos totales de expansión, acelera los despliegues y libera capital para inversiones en otras dimensiones de la modernización de la red.

- El principal cuello de botella de la sinergia no es técnico sino institucional. Se requiere un marco regulatorio que defina con claridad los derechos de paso, las responsabilidades operativas, los esquemas de remuneración entre operadores y los mecanismos de arbitraje de conflictos, y que coordine de forma efectiva a los reguladores de energía y de telecomunicaciones, que en la mayoría de los países de la región operan de manera independiente.
- Las distribuidoras pueden capturar valor adicional como facilitadoras de conectividad en zonas rurales y peri-urbanas, contribuyendo a objetivos públicos de inclusión digital sin desviarse de su negocio principal. Eso puede hacerse a través de modelos de negocio colaborativos —incluyendo arrendamiento de infraestructura, *joint ventures* regionales y esquemas de coinversión con operadores móviles— que permiten internalizar este valor de manera regulatoriamente trazable.
- La sinergia es particularmente nítida en el ámbito de la medición inteligente: las redes de telecomunicaciones de baja latencia y alta confiabilidad son insumo crítico para la operación de AMI a escala, y a su vez la infraestructura física de las distribuidoras es una vía costo-eficiente para extender la cobertura de fibra y de redes inalámbricas avanzadas a territorios desatendidos.

Accede [aquí](#) al estudio “Nuevas sinergias entre electricidad y telecomunicaciones”

SESIÓN 10

De reactivo a predictivo: la revolución de la IA y analítica avanzada para la operación de las redes

La era del mantenimiento reactivo ha terminado. El verdadero desafío no es acumular información, sino convertirla en decisiones.



Panelistas y moderación

- Leo Benitez, Fundador y CEO, Phygital X.
- William Villalobos, Presidente y CEO, Core Alliance Inc.
- Agustín Moreno, CEO, Odin.
- Jose Carlos Palma, Responsable Comercial América Latina, EDF International Networks.
- Moderación: Nora Alzúa, Coordinadora, Centro De Ciberseguridad Industrial.

Síntesis de la sesión

La sesión exploró cómo la inteligencia artificial y la analítica avanzada están modificando la naturaleza misma de la operación de las redes, desplazando el centro de gravedad desde la respuesta reactiva hacia la anticipación basada en evidencia. Jose Carlos Palma (EDF International Networks) ofreció el marco conceptual del panel: la IA se ha vuelto un driver clave de la transformación del sector eléctrico, en un contexto de redes crecientemente complejas, expectativas más altas de calidad del servicio y volúmenes de datos en crecimiento permanente. Compartió la experiencia de EDF International Networks en el tránsito hacia modelos predictivos basados en datos y evidencia, aplicados a la performance de los activos y a la transición energética.

Leo Benitez (Phygital X) y Agustín Moreno (Odin) aportaron casos concretos de aplicación de machine learning para predicción de fallas, optimización de inversiones en activos, extensión de vida útil de equipos y personalización de la experiencia del cliente. William Villalobos (Core Alliance) sostuvo que la adopción acelerada de inteligencia artificial en la operación de las redes abre un conjunto de preguntas jurídicas y regulatorias que el sector aún no ha resuelto y que, de no abordarse oportunamente, pueden convertirse en cuellos de botella para el escalamiento de las soluciones. Destacó tres frentes en particular: la gobernanza del dato y los regímenes de responsabilidad sobre decisiones automatizadas que afectan la prestación del servicio, las condiciones contractuales con los proveedores de algoritmos y modelos — incluyendo la titularidad de los modelos entrenados con datos del operador—, y la articulación entre las exigencias regulatorias de calidad y continuidad y los esquemas operativos basados en sistemas de IA. La moderación de Nora Alzúa (Centro de Ciberseguridad Industrial) introdujo un eje crítico habitualmente subestimado en la conversación sobre IA: la seguridad y resiliencia de los sistemas que la sustentan.

Conclusiones de la sesión

La aplicación de IA en operación de redes está pasando rápidamente del estado de prueba de concepto al de práctica operacional habitual. Las conclusiones para las distribuidoras son:

- Las distribuidoras que aún no han iniciado un programa estructurado de analítica avanzada de activos están acumulando una brecha competitiva difícil de cerrar a posteriori. El factor crítico no es la tecnología en sí, sino la calidad y volumen del dato histórico.
- El mantenimiento predictivo basado en IA tiene retornos demostrados en reducción de OPEX y extensión de vida útil de activos, lo que tiene implicaciones directas para la base regulatoria reconocida en la revisión tarifaria.
- La ciberseguridad debe ir en paralelo —no después— de cada despliegue de IA y de sistemas conectados. La sofisticación de los ataques crece a la misma velocidad que las capacidades de las distribuidoras.
- ADELAT puede contribuir a sistematizar lecciones aprendidas y casos de uso replicables en su red de asociados, evitando que cada distribuidora deba descubrir individualmente la misma curva de aprendizaje.

MÓDULO 4 — Integración de nuevos usos y elementos

SESIÓN 11

De la conexión a la gestión: estrategias para la integración sostenible de la Generación Distribuida

¿Están las redes preparadas para cuando cada cliente sea una planta de energía? La explosión de la generación solar distribuida está invirtiendo los flujos de potencia.



Panelistas y moderación

- Maurício de Souza, Diretor de TI, Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios, ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Rodrigo Muñoz Baltar, Jefe de Área Administración del Mercado Eléctrico, EPE Santa Fe.
- Luisa Valentim Barros, Brazil Country Lead, Global Energy Alliance.

- Fernando Zaquine Martins, Gerente de Operaciones, Calden Consultoría.
- Julio Durán, Investigador y Tecnólogo, ASADES.
- Moderación: Silla Motta, CEO, Donna Lamparina.

Síntesis de la sesión

La sesión partió del reconocimiento de un cambio estructural en la naturaleza de la operación de la red: la inversión de los flujos de potencia, derivada de la penetración acelerada de la generación distribuida. Fernando Zaquine (Calden Consultoría) sintetizó el desplazamiento conceptual: en la próxima década no se discutirá cuántos MW aporta la generación distribuida, sino cómo gestionarla, lo que exige adaptar las redes para operar con flujos bidireccionales de manera segura, eficiente y sostenible. Adicionalmente identificó los puntos de fricción que genera la generación distribuida en la operación de las distribuidoras. Señaló que entre el 60 y el 70% de los proyectos de conexión llega con no conformidades técnicas, y que los plazos regulatorios no son suficientes para resolverlas sin afectar los tiempos de habilitación. Respecto a la capacidad de hospedaje, advirtió que ya se registran casos de inversión de flujo en distintos países de la región, y que las distribuidoras enfrentan una presión creciente de infraestructura que exige avanzar hacia mapas de *hosting capacity* como herramienta de planificación y de transparencia hacia los desarrolladores. Señaló también desafíos en la gestión documental de las conexiones y apuntó a la digitalización como vía de solución. Finalmente, en lo relativo al modelo económico, planteó que la tarifa binomia (que separa el componente de energía del componente de potencia) es el instrumento más adecuado para capturar los costos fijos de la red que el prosumidor continúa utilizando, y que un error frecuente es que el generador distribuido asuma que su relación con la distribuidora se limita a la energía inyectada, ignorando que sigue utilizando la red como respaldo. En ese sentido, señaló que la distribuidora no vende únicamente energía: vende disponibilidad, y ese costo debe estar correctamente asignado.

Julio Durán (ASADES) presentó el caso argentino con un diagnóstico sobre las barreras regulatorias que frenan el desarrollo de la generación distribuida. Señaló que la inestabilidad del entorno genera una brecha significativa entre la tarifa de inyección y la tarifa de consumo, lo que hace imposible construir un modelo de negocio estable para el prosumidor, u persisten restricciones sin justificación técnica clara, como la exigencia de pilares independientes o incluso doble pilar con doble medidor en algunos municipios, que encarecen la conexión sin mejorar la seguridad del sistema.

Maurício de Souza (ONS Brasil) aportó la mirada del operador nacional brasileño y compartió la visión de que Brasil atraviesa una transformación energética que exige reposicionar los Recursos Energéticos Distribuidos (RED): pasar de tratarlos como un desafío operacional a tratarlos como parte de la solución para garantizar la seguridad del Sistema Interligado Nacional. La integración sustentable de la generación distribuida depende, según su exposición, de transformar los RED en activos efectivos del sistema,

mediante regulación adecuada, tecnología y nuevos modelos de relacionamiento sectorial. Destacó cuatro frentes fundamentales para esa transformación: gobernanza, regulación, infraestructura y datos.

Rodrigo Muñoz Baltar (EPE Santa Fe) y Luisa Valentim Barros (Global Energy Alliance) aportaron diagnósticos complementarios desde la perspectiva del mercado eléctrico provincial argentino, la investigación tecnológica regional y la lente del financiamiento de la transición. La moderación de Silla Motta (Donna Lamparina) puso énfasis en el carácter sistémico del desafío: la generación distribuida no se gestiona desde una sola dimensión técnica, regulatoria o comercial, sino desde su integración.

Conclusiones de la sesión

Este panel se conecta directamente con el DSO Brief de ADELAT denominado “Generación distribuida: Hacia un modelo regulatorio sostenible para la distribución eléctrica”, que examina las implicaciones técnicas, económicas y regulatorias de la penetración acelerada de generación distribuida sobre las redes de distribución latinoamericanas. Las conclusiones para las distribuidoras son:

- La generación distribuida debe regularse de manera que sea sostenible tanto para el prosumidor como para el sistema. Los esquemas de *net metering* simple, aunque eficaces para acelerar la adopción inicial, generan efectos distributivos y financieros que se vuelven insostenibles a partir de ciertos niveles de penetración, por lo que se debe transitar hacia esquemas de *net billing* con señales horarias y locacionales que reflejen el valor real de la energía inyectada en cada momento y lugar de la red.
- La distribuidora no vende únicamente energía: vende disponibilidad. El prosumidor continúa utilizando la red como respaldo aunque autoproduzca, lo que implica que los costos fijos de la red deben recuperarse independientemente del volumen de energía intercambiado. La tarifa binomia —que separa el componente de energía del componente de potencia— es el instrumento más adecuado para capturar esta realidad económica, y debe convertirse en estándar regulatorio para usuarios con generación distribuida.
- La visibilidad sobre la red de baja tensión es prerrequisito técnico para gestionar generación distribuida de manera segura. Sin AMI y sin sistemas DERMS, las distribuidoras carecen de los instrumentos básicos para operar redes con flujos bidireccionales sin comprometer la calidad y la seguridad del suministro.
- Los estudios de capacidad de alojamiento (*hosting capacity*) deben convertirse en práctica regulatoria estándar para anticipar las restricciones de la red, planificar refuerzos con antelación y proveer información transparente a desarrolladores de proyectos. Estos estudios deben ser elaborados por las distribuidoras con metodologías armonizadas a nivel regional, supervisados por el regulador y publicados con frecuencia anual.

- El abordaje sostenible de la generación distribuida exige trabajar simultáneamente en cuatro frentes: gobernanza (definición de roles entre DSO, operador del sistema y prosumidor), regulación (señales económicas adecuadas), infraestructura (visibilidad y capacidad de control sobre la baja tensión) y datos (interoperabilidad y gestión).

Accede [aquí](#) al estudio “Generación distribuida: Hacia un modelo regulatorio sostenible para la distribución eléctrica”.

SESIÓN 12

Electrificando el transporte: retos del DSO como habilitador de la infraestructura de carga

Sin redes inteligentes, no hay movilidad eléctrica. Mientras el mundo mira a los fabricantes de autos, los mayores desafíos de la electromovilidad se encuentran en las redes de distribución.



Panelistas y moderación

- Augusto Bonzi, Infraestructura y Energía, Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- Guilherme Dantas, CEO & Partner, Essenz Soluções.
- Renato Alvarenga, Senior Advisor, Mirow & Co.
- Diego Cosentino, Miembro Comisión Directiva, AAVEA – Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos.
- Moderación: Florencia Guglielmetti, Data and Journalistic Mobility Manager, Mobility Portal.

Síntesis de la sesión

La sesión partió de la tesis central del panel: aunque la mirada pública sobre la electromovilidad se concentra en los fabricantes de vehículos, los desafíos críticos están en las redes de distribución, que deben prepararse para demandas dinámicas de alta potencia y asegurar que el vehículo eléctrico actúe

como aliado de la estabilidad del sistema y no como amenaza. El panel exploró cómo los DSO pueden liderar el despliegue de infraestructura de carga, anticiparse a los picos de demanda y convertir la carga de vehículos en una herramienta de flexibilidad para el sistema.

Guilherme Dantas (Essenz Soluções) y Diego Cosentino (AAVEA) aportaron lecturas complementarias del estado del despliegue en Brasil y Argentina, mostrando la enorme heterogeneidad de los puntos de partida y la importancia de armonizar estándares técnicos y de protocolos de comunicación. En Brasil, las ventas de vehículos eléctricos livianos alcanzaron las 30.000 unidades en el primer cuatrimestre del año, con el modelo más vendido en el segmento minorista siendo eléctrico. Las proyecciones apuntan a que el costo de las baterías de litio continuará cayendo, con estimaciones de una reducción adicional del 40%, lo que acelerará la paridad económica con los vehículos de combustión interna y amplificará la presión sobre la infraestructura de carga.

Renato Alvarenga (Mirow & Co) identificó un patrón de concentración de la demanda de carga que tiene implicancias directas para la planificación de red: esta se concentra en los segmentos de mayor poder adquisitivo, lo que genera focos de estrés localizados en determinadas zonas de concesión. El 84% de los usuarios recarga en el hogar o en el trabajo, lo que expone un desafío específico: los edificios residenciales antiguos presentan limitaciones de potencia instalada que dificultan la instalación de puntos de carga sin intervención en la infraestructura común.

Se discutió la diferencia de escala entre la carga de vehículos livianos y la de flotas de transporte público. Un bus eléctrico puede demandar hasta 400 kWh por ciclo de carga, frente a los 40 o 50 kWh de un vehículo liviano, lo que implica que la electrificación de flotas plantea desafíos de potencia de una magnitud distinta, que requiere soluciones de gestión de demanda y de refuerzo de red específicas.

En materia de financiamiento y modelos de negocio, Augusto Bonzi (BID) destacó el rol activo de la banca en la estructuración de soluciones para la electromovilidad. En Colombia, la articulación entre Enel y un banco privado permitió financiar la adquisición de 400 buses eléctricos, mientras que en São Paulo se avanza en la electrificación de una flota de 550 vehículos con esquemas similares. Estos casos ilustran que los modelos de negocio para la infraestructura de carga requieren la participación coordinada de múltiples actores (distribuidoras, operadores de flotas, banca y reguladores) y que la rentabilidad del ecosistema depende de la estructura tarifaria: las tarifas horarias son el mecanismo que permite tanto gestionar la demanda como capturar el valor de la flexibilidad.

El panel señaló que el 39% de los potenciales compradores de vehículos eléctricos ha postergado su decisión de compra por incertidumbre respecto a la disponibilidad y conveniencia de la recarga, lo que subraya que el desarrollo de infraestructura pública de carga (aún costosa por la falta de competencia en el segmento) es una condición necesaria para la masificación. En el horizonte de mediano plazo, los panelistas coincidieron en que el valor más relevante de la electromovilidad para el sistema eléctrico no

está en la carga en sí, sino en la flexibilidad que habilita la tecnología V2G (*vehicle-to-grid*), que convierte a los vehículos en activos de almacenamiento gestionables por la distribuidora.

Conclusiones de la sesión

a electromovilidad es uno de los vectores críticos para dimensionar la inversión requerida en distribución, abordado de manera específica en el estudio de ADELAT «La red de distribución como habilitadora de la movilidad eléctrica en América Latina», que sitúa a las distribuidoras como actores estratégicos —y no meros espectadores— del despliegue regional. El panel confirmó que la curva de adopción de vehículos eléctricos está entrando en una fase de aceleración irreversible, impulsada por la caída sostenida del costo de las baterías y por la disponibilidad creciente de modelos competitivos, y que los desafíos críticos están localizados en las redes de distribución. Las conclusiones para las distribuidoras y para los reguladores son las siguientes:

- La planificación de la red debe anticipar la curva de adopción de vehículos eléctricos, no reaccionar a ella. El dimensionamiento ex ante de transformadores, alimentadores y subestaciones es órdenes de magnitud más barato que el reforzamiento ex post sobre activos saturados. Los marcos regulatorios deben exigir que los planes de inversión incorporen explícitamente escenarios de penetración de electromovilidad, validados con datos de mercado actualizados.
- Las tarifas inteligentes son la herramienta principal para convertir la electromovilidad en flexibilidad sistémica en lugar de en un nuevo pico de demanda. Sin tarifas horarias diferenciadas, mecanismos de carga inteligente y, eventualmente, esquemas V2G (*vehicle-to-grid*), la masificación de los vehículos eléctricos amenaza con replicar y amplificar los picos de demanda residenciales tradicionales, generando ineficiencias de inversión difíciles de revertir. El valor estratégico más relevante de la electromovilidad para el sistema eléctrico no reside en la carga en sí, sino en la flexibilidad que habilita la tecnología V2G al convertir a los vehículos en activos de almacenamiento gestionables por la distribuidora.
- La interoperabilidad de los cargadores y la armonización de protocolos de comunicación son cuestiones regulatorias urgentes, particularmente en países donde el despliegue está en etapas iniciales. Es esencial adoptar de manera temprana estándares internacionales abiertos —en lugar de soluciones propietarias por marca de vehículo— para evitar fragmentación tecnológica que después es costosa de revertir.
- Los esquemas de financiamiento mixto, con participación coordinada de distribuidoras, operadores de flotas, banca y reguladores, son particularmente apropiados para la infraestructura pública de carga, donde los riesgos iniciales son altos y los retornos esperados se materializan a mediano plazo con la masificación. Las distribuidoras tienen un

rol activo que asumir en estas estructuras, no únicamente como operadoras de la red, sino como articuladoras del ecosistema.

Accede [aquí](#) al estudio “La red de distribución como habilitadora de la Movilidad Eléctrica en América Latina”.

MÓDULO 5 — Inversión para las redes del futuro y conclusiones

SESIÓN 13

Sin inversión no hay transición: financiando el futuro de la distribución eléctrica

La transformación energética requiere volúmenes de inversión sostenidos y sin precedentes. La consolidación de propuestas para atraer financiamiento público y privado permitirá que la digitalización y la resiliencia cuenten con el respaldo económico necesario.



Panelistas y moderación

- Andrea Heins, Senior Advisor, UNEP Copenhagen Climate Centre.
- Florencia Balestro, Especialista en Energía, Banco Mundial.
- Alejandro Arnau, Partner & CEO, GME Global.
- Rodrigo Castro Gonzalez, Director de Desarrollo para Sudamérica, CTC Global.
- Moderación: Roberto Cajamarca, Director de Conocimiento y Estrategia, ADELAT.

Síntesis de la sesión

El panel de cierre tuvo la responsabilidad de integrar las trece sesiones precedentes en torno a la pregunta cuantitativa que las atraviesa: ¿de dónde sale la inversión que la región necesita? Florencia Balestro (Banco Mundial) discutió los desafíos de la distribución eléctrica en materia de acceso al financiamiento y

las experiencias y herramientas que tiene el Grupo Banco Mundial para apoyar al sector. Presentó los instrumentos disponibles —préstamos, garantías, blended finance y MIGA— y compartió el estudio que el Banco Mundial, ADELAT y ARIAE están desarrollando conjuntamente sobre la composición de la fuerza laboral en distribuidoras y entes reguladores de la región LAC, entendiendo que el capital humano es condición fundamental para viabilizar la transformación que el sector requiere.

Rodrigo Castro Gonzalez (CTC Global) se refirió a un sesgo regulatorio prevalente en Latinoamérica que, en la práctica, incentiva a las distribuidoras a priorizar la construcción de nuevas líneas por sobre la repotenciación de infraestructura existente, aun cuando esta última opción resulta más eficiente desde el punto de vista de la inversión. Reclamó la necesidad de que los marcos regulatorios evolucionen para que las distribuidoras tengan incentivos adecuados para invertir en las soluciones óptimas de expansión de la red, y no solo en las soluciones más simples de reconocer regulatoriamente.

Andrea Heins (UNEP Copenhagen Climate Centre) integró la perspectiva de las finanzas climáticas internacionales, mostrando cómo los mecanismos asociados a la transición climática pueden convertirse en fuente sustantiva de capital para inversiones en distribución, en la medida en que se construyan portafolios de proyectos bancables y se documente con rigor su contribución a las metas nacionales.

Alejandro Arnau (GME Global), en su rol de consultor responsable del estudio de inversiones encomendado por ADELAT, describió la metodología que permitió estimar las necesidades de inversión en distribución para siete países de la región hasta 2040, bajo dos escenarios y a lo largo de once vectores de transición energética. En su exposición, el énfasis estuvo en la identificación y cuantificación de los beneficios asociados a las inversiones —energía no servida evitada, pérdidas reducidas, productividad económica habilitada, emisiones evitadas— como la palanca argumental que permite construir un caso de inversión sólido frente a reguladores, gobiernos y financiadores.

Roberto Cajamarca, en su rol de moderador, sintetizó el debate planteando que la pregunta sobre cómo financiar la transición ya no es una pregunta de dinero. Es una pregunta de diseño institucional, de evidencia —visibilización de los costos de no hacer nada, de la energía no servida y de los beneficios asociados a las inversiones requeridas— y de capacidad de ejecución. La plata aparece cuando esas tres cosas están en su lugar. En este marco, anunció que ADELAT, junto con UNEP y con el apoyo técnico de GME y otras consultoras, está estructurando la segunda fase del estudio de inversiones, que buscará cuantificar los beneficios económicos para justificar las inversiones, ampliar la cobertura a diez países, construir hojas de ruta regulatorias país por país y, quizás lo más importante, estructurar carteras de proyectos bancables para movilizar capital. Es una iniciativa de dos años y medio, en la que los cuatro mundos representados en el panel —multilaterales, consultoras, agencias técnicas y distribuidoras— tendrán un rol activo.

Conclusiones de la sesión

El panel de cierre articula directamente con el paper «Sin inversión no hay transición: el futuro de la distribución eléctrica en América Latina» y con la propuesta de cooperación que extiende ese estudio. Las conclusiones para las distribuidoras son:

- El problema central de la transición latinoamericana ya no es la falta de capital disponible, sino la falta de proyectos bancables, marcos regulatorios previsibles y capacidad de ejecución. La segunda fase del estudio ADELAT–UNEP–GME se está diseñando precisamente para atacar estos tres frentes.
- La conversación sobre financiamiento debe desplazarse desde el costo de invertir hacia el costo de no invertir. El valor de la energía no servida, las pérdidas evitables, la productividad económica habilitada y las emisiones evitadas son componentes ineludibles del análisis costo-beneficio de las inversiones en distribución.
- Los marcos regulatorios deben corregir el sesgo que privilegia obra nueva sobre repotenciación. La eficiencia de la inversión requiere que los mecanismos de reconocimiento tarifario sean técnicamente neutros respecto del tipo de solución, premiando el costo evitado a lo largo del ciclo de vida del activo y no el monto del CAPEX desplegado.
- Los instrumentos de *blended finance*, garantías y mitigación de riesgo (MIGA y similares) son particularmente adecuados para los segmentos de inversión donde el riesgo regulatorio percibido es alto. ADELAT puede facilitar la conexión entre estos instrumentos y las carteras de proyectos de sus asociados.
- El capital humano constituye una restricción tan dura como el capital financiero. La cooperación en curso entre ADELAT, el Banco Mundial y ARIAE sobre la composición de la fuerza laboral en distribuidoras y reguladores de la región aborda esta dimensión históricamente subestimada, y sus resultados serán insumo clave para que los asociados anticipen las brechas de competencias técnicas que la transformación de la red les exigirá en los próximos cinco a diez años.

Accede [aquí](#) al policy paper “Sin inversión no hay transición: el futuro de la distribución eléctrica en América Latina”

Clausura y mensaje final



La Conferencia ADELATAM 2026 se clausuró con un balance notablemente positivo. La conferencia confirmó tres mensajes que articulan la línea de ADELAT para los próximos años:

Primero, la distribución eléctrica es el espacio donde se va a ganar o perder la transición energética latinoamericana. Las decisiones que se tomen en los próximos cinco años sobre regulación, remuneración, digitalización e inversión en distribución determinarán la velocidad y la profundidad con que la región podrá electrificar su demanda, integrar renovables y elevar su productividad.

Segundo, la transformación de la distribución no es un problema sectorial aislado. Cruza la equidad social, la inclusión digital, la resiliencia climática, la competitividad productiva y la salud fiscal del Estado. ADELAT, como articulador regional de las distribuidoras, tiene la responsabilidad y la oportunidad de proveer el cuerpo de evidencia, los estándares operativos y los espacios de coordinación que permitan a sus asociados navegar esa complejidad de manera informada.

Tercero, la conferencia mostró que los espacios de diálogo estructurado entre reguladores, distribuidoras, organismos multilaterales y proveedores tecnológicos producen avances concretos cuando se anclan en evidencia común. La continuidad de este formato, su apertura progresiva a la academia y a nuevos actores, y su articulación con otros espacios de la región son apuestas estratégicas que ADELAT continuará impulsando.

A los asociados, proveedores tecnológicos, reguladores, organismos multilaterales, ponentes y al equipo organizador, ADELAT extiende su agradecimiento por una conferencia que cumplió y excedió sus objetivos. La próxima edición de ADELATAM marcará los siguientes hitos de la agenda regional.

