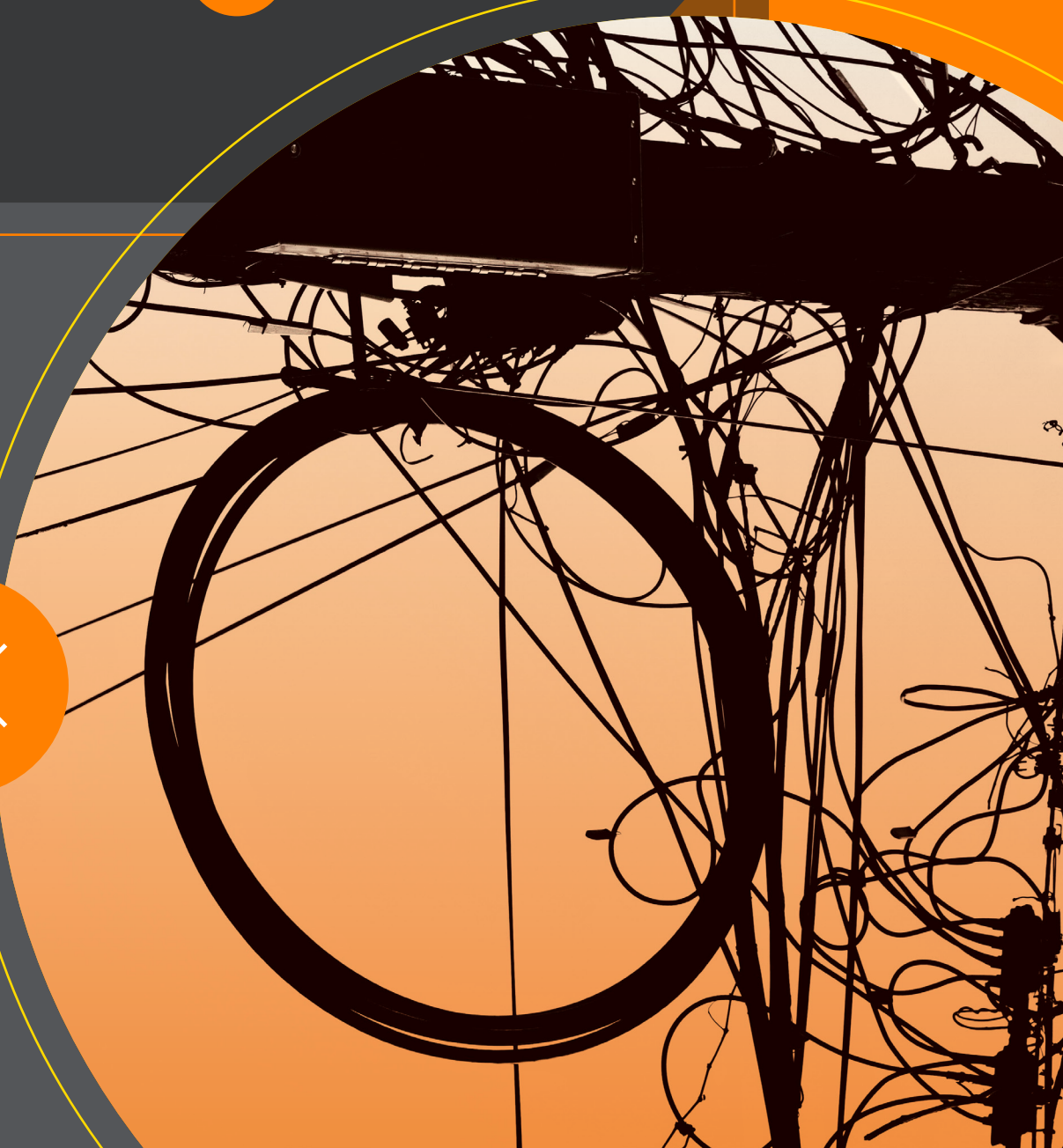
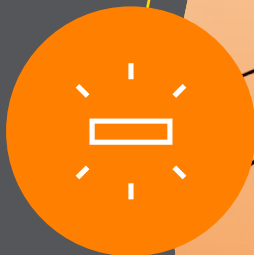


RECUPERANDO ENERGÍA

Innovación y Estrategias para la Gestión de Pérdidas No Técnicas en América Latina y el Caribe





EDITORES

Joaquín Lazo (ADELAT), Dasla Pando (Universidad de Chile), Roberto Cajamarca (ADELAT), Francisco Inostrosa (Universidad de Chile), Javiera Jaime (Universidad de Chile), Alessandra Amaral (ADELAT), Rodrigo Palma (Universidad de Chile), Rigoberto Ariel Yepez-García (BID), Katherine Segura (OLACDE), Fitzgerald Cantero (OLACDE)

COLABORADORES

Fernando Rigonat, Germán Noez, Rodrigo Santander, Federico Monsulo, Jorge Dean, Germán Elías, Ariel Muñoz, José Aníbal Caballero Toledo, Thiago Lecchi, Pamela Tschaffon, Tais Lima, Mario Motta, Hans Rother, Alfredo Gallegos González, Claudio Arias Jara, Edwin Tarazona, Andrés Llano, Edgar Torres, Cesar Darío Varela, Eddison Martínez, Manuel Antonio Barboza Chacón, Francisco Xavier Parra Sigüenza, Patricia Mendoza, Tomás Rubén García Álvarez, Jaime Eduardo Mercar Chonay, Kevin Mauricio Situn Peralta, Miguel Ríos, Carlos Alberto Morales Sandoval, Gustavo Michelena, Marco Alarcón, Gonzalo Caudullo, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Miguel Alves, César A. Olivero Castillo, Paolo M. Chang Olivares, Marvin Barreto Villeda, Rebeca Flores, Félix Canales, Julio Calderón, Víctor Choque Lucana, Víctor Queiroz Oliveira, Joel Enrique Trincado Pacheco, Tamatia Coronel, Marcela Rojas.



RESUMEN EJECUTIVO		5
PRÓLOGO		6
AGRADECIMENTOS		7
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO DEL DOCUMENTO		8
	<ul style="list-style-type: none"> 1.1. Motivación 1.2. Objetivo 1.3. Alcance y delimitación 	
2. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS		11
	<ul style="list-style-type: none"> 2.1. Definición de las pérdidas eléctricas 2.2. Pérdidas técnicas y no técnicas 2.3. Tipología y clasificación de las pérdidas no técnicas 2.4. Relevancia de las pérdidas eléctricas 2.5. Foco del documento 	
3. METODOLOGÍA DE LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN		15
4. LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN PAÍSES DE LA REGIÓN		20
	<ul style="list-style-type: none"> 4.1. Argentina 4.2. Bolivia 4.3. Brasil 4.4. Chile 4.5. Colombia 4.6. Costa Rica 4.7. Cuba 4.8. Ecuador 4.9. El Salvador 4.10. España 4.11. Guatemala 4.12. Honduras 4.13. México 4.14. Panamá 4.15. Paraguay 4.16. Perú 4.17. Portugal 4.18. República Dominicana 4.19. Uruguay 	
5. CLASIFICACIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		45

6. EJE 1: DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

47

- 6.1. Análisis y segmentación de pérdidas a nivel de red
- 6.2. Identificación y análisis de pérdidas a nivel de cliente
- 6.3. Inspecciones focalizadas
- 6.4. Principales lecciones

7. EJE 2: DESINCENTIVO Y CONTROL DEL FRAUDE

70

- 7.1. Lógica del desincentivo
- 7.2. Medidas técnicas y de infraestructura
- 7.3. Medidas regulatorias y legales
- 7.4. Estrategias comunitarias y concientización
- 7.5. Límites del enfoque punitivo

8. EJE 3: REGULARIZACIÓN E INCLUSIÓN SOCIAL

88

- 8.1. Necesidad de regularización
- 8.2. Instrumentos habilitantes
- 8.3. Inclusión social y sostenibilidad financiera
- 8.4. Rol de la empresa en contextos de informalidad

9. VISUALIZACIÓN DE MEDIDAS – FICHAS

93

10. LECCIONES Y FACTORES DE ÉXITO

95

11. REFLEXIONES FINALES

96

ANEXO A. CONTEXTO REGULATORIO RELACIONADO A LAS PNT

99

ANEXO B. FICHAS

104

RESUMEN EJECUTIVO

Las pérdidas no técnicas (PNT) representan uno de los desafíos más persistentes para la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa de las empresas distribuidoras en América Latina y el Caribe. Más allá del impacto económico directo sobre la recuperación de ingresos, los altos niveles de energía no facturada distorsionan las señales de demanda, comprometen la calidad del servicio y constituyen una barrera estructural para la modernización de la red. En un contexto de transición energética, donde la digitalización y la flexibilidad operativa son imperativos, la reducción de estas ineficiencias deja de ser una meta aislada para convertirse en una condición necesaria para la viabilidad del modelo de distribución.

A diferencia de las pérdidas técnicas, cuya reducción enfrenta rendimientos decrecientes dictados por leyes físicas y requiere inversiones intensivas en capital, las PNT responden a dinámicas conductuales y fallas de gestión que ofrecen un margen de acción más amplio y costo-efectivo. Este documento concentra su análisis en las pérdidas intencionales, sistematizando las estrategias que permiten a las empresas actuar sobre el fraude y la irregularidad mediante herramientas bajo su control directo. El estudio propone una taxonomía operativa estructurada en tres ejes de intervención secuenciales:

1. **Detección y Localización (Visibilidad):** Enfocado en el uso de balances de energía y analítica de datos para focalizar los recursos de inspección, transitando desde barridos aleatorios hacia una estratificación del riesgo basada en información.
2. **Desincentivo y Control (Contención):** Centrado en elevar el costo de oportunidad del fraude mediante el endurecimiento físico de la red (blindaje, telemedición) y el fortalecimiento de la capacidad de fiscalización y sanción.
3. **Regularización e Inclusión (Integración):** Orientado a abordar las causas que originan la irregularidad, mediante mecanismos de flexibilidad comercial e inclusión que viabilicen el pago del servicio, particularmente en contextos de vulnerabilidad, y prevenir la reincidencia.

El análisis de la experiencia regional sugiere que la tecnología, si bien es indispensable para modernizar la gestión, no constituye por sí sola una solución definitiva. La incorporación de medición inteligente o analítica de datos facilita la detección, pero su efectividad depende de la solidez de los procesos que la sustentan. En la práctica, los resultados más consistentes se observan allí donde el control de pérdidas deja de ser una campaña transitoria para convertirse en una función permanente de la operación. Esto requiere no solo disciplina en terreno para gestionar el factor humano, sino también un trabajo riguroso sobre la calidad de la información comercial, entendiendo que ningún algoritmo puede corregir las deficiencias de una base de datos desactualizada.

Finalmente, el estudio sugiere que las estrategias basadas exclusivamente en la coerción enfrentan límites estructurales en contextos de vulnerabilidad social. La gestión eficiente requiere distinguir entre el fraude oportunista y la irregularidad motivada por la necesidad o la falta de infraestructura. En consecuencia, la sostenibilidad de las intervenciones en asentamientos informales depende de la capacidad para articular la regularización técnica con instrumentos de política pública. Este enfoque busca facilitar la entrada de aquellos usuarios dispuestos a formalizar su consumo, entendiendo que la recuperación de energía en estos territorios está indisolublemente ligada a su integración urbana y social.

PRÓLOGO

Las pérdidas de electricidad constituyen uno de los desafíos estructurales más persistentes y de mayor impacto financiero en los sistemas eléctricos en América Latina y el Caribe. Cuando se mantienen en niveles elevados, no solo reflejan ineficiencias operativas en la gestión de las redes, sino también tensiones más profundas en la arquitectura institucional del sector, vinculadas a incentivos regulatorios, capacidades de control, dinámicas territoriales, marcos legales y condiciones sociales. En particular, las pérdidas no técnicas expresan la complejidad de un fenómeno donde convergen prácticas de fraude, debilidades en la aplicación de la ley y de los procesos comerciales y situaciones de informalidad o exclusión energética. Por esta razón, su abordaje exige superar miradas exclusivamente operativas y reconocer que se trata de un problema sistémico que involucra dimensiones técnicas, legales, regulatorias, económicas y sociales.

En este contexto, el presente estudio aporta una mirada estructurada sobre la gestión de las pérdidas no técnicas en la región. A partir de la recopilación de experiencias prácticas de empresas distribuidoras, el documento propone una taxonomía de medidas y prácticas que permite ordenar un campo que suele abordarse de manera fragmentada. Esta sistematización facilita la comparación entre estrategias, identifica patrones de intervención y contribuye a la formulación de políticas y planes de acción más coherentes. Como parte de este esfuerzo, se desarrollan fichas de medidas diseñadas para una lectura ágil y una amplia difusión, que sintetizan aprendizajes operativos y permiten una apropiación más directa por parte de distintos actores del sector. Estas fichas, junto con el repositorio de experiencias que las sustenta, buscan constituirse en una herramienta viva, capaz de actualizarse de manera continua, incorporar nuevos avances y acompañar la evolución de las estrategias de gestión de pérdidas en la región. Asimismo, el estudio pone de relieve que muchas de las medidas orientadas a reducir las pérdidas no técnicas, como la digitalización de la medición, el uso de analítica avanzada de datos o los mecanismos de detección temprana de irregularidades, pueden entenderse como inversiones de eficiencia sistémica. Estas iniciativas no solo permiten recuperar energía no facturada, sino también mejorar la gestión global de la red y reducir costos operativos asociados a procesos reactivos, generando beneficios que pueden transferirse al conjunto de los usuarios del sistema sin implicar necesariamente aumentos en la tarifa. Al mismo tiempo, la evidencia recogida subraya que la gestión de las pérdidas no técnicas debe considerar la diversidad de realidades sociales en las que operan las redes, combinando herramientas de control con estrategias de regularización e inclusión energética.

Finalmente, este trabajo refleja el valor de la colaboración entre instituciones con roles complementarios en el desarrollo del sector eléctrico regional. La cooperación entre la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas (ADELAT), el Centro Nacional de Soluciones Energéticas Descentralizadas Avanzadas (SEDA), la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha permitido articular conocimiento institucional y técnico, experiencia operativa y análisis académico para abordar un desafío común desde una perspectiva regional. Este esfuerzo conjunto demuestra que la reducción sostenible de las pérdidas no técnicas requiere no solo innovación tecnológica y mejoras regulatorias, sino también espacios de diálogo, aprendizaje colectivo y construcción de conocimiento compartido entre empresas, instituciones públicas, organismos internacionales y la academia.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todas las organizaciones, empresas, instituciones reguladoras y profesionales que hicieron posible el desarrollo de este estudio. Su disposición a colaborar, a través de entrevistas, respuesta a encuestas, atención a consultas específicas y el intercambio abierto de información y experiencias, ha sido fundamental para construir una visión rigurosa y representativa de la gestión de las pérdidas no técnicas en la región. Agradecemos especialmente a la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE) por facilitar la articulación y colaboración de las entidades regulatorias de la región. Este trabajo es, en gran medida, el resultado de ese esfuerzo colectivo y del compromiso compartido por avanzar hacia sistemas eléctricos más eficientes, transparentes y sostenibles.

Agradecemos a:

AETN	Edesa	EPM
Afinia	Edenor	Equatorial
ANEEL	Edenorte Dominicana	ERSE
ASEP	Edesur	ESSA
CEMIG	EDEQ	FENACOPEL
CENS	EDP	Grupo SAESA
Centrosur	EEQ	ICE
CNEE (Chile)	EEGSA	Light
CNE (Guatemala)	Electro Dunas	ONURE
CNEL Guayaquil	Enel Brasil	OSINERGMIN
CNMC	Enel Chile	Pluz Energía
CPFL Energia	Enel Colombia	SECHEEP
CRE R.L.	Energisa	SIE
CREE	ENERGUATE	SIGET
CVC Energía	ENSA	VMME
DELSUR	EPESF	
Edea	EPEC S.A.U.	

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO DEL DOCUMENTO

MOTIVACIÓN

Las pérdidas de electricidad en transmisión y distribución constituyen un indicador central del desempeño de los sistemas eléctricos, en tanto expresan la diferencia entre la energía que se genera o se compra y la energía que finalmente se factura a los usuarios. Si bien cierto nivel de pérdidas es inherente a la operación de la red, niveles persistentemente elevados suelen revelar déficits de inversión y debilidades en el funcionamiento técnico e institucional del sector. En América Latina y el Caribe, este fenómeno no solo afecta la viabilidad financiera de las empresas, sino que también limita su capacidad de mantener y expandir infraestructura, deteriora la calidad del servicio y amplifica impactos sociales y ambientales asociados a energía no facturada y, en ocasiones, a sobreconsumo y mayores emisiones.

Este documento se enfoca en las pérdidas no técnicas (PNT) por ser, en términos generales, el componente más gestionable desde la acción empresarial. A diferencia de las pérdidas técnicas, explicables por fenómenos físicos, las PNT se asocian a procesos prácticos, comerciales e institucionales, e incluyen desde intervenciones físicas (hurto y fraude) hasta fallas de proceso (errores de medición y facturación) y aspectos financieros como la morosidad. En la práctica, y tal como muestra la evidencia regional, su abordaje trasciende la ingeniería: implica comprender incentivos, capacidades de control, prácticas organizacionales, condiciones regulatorias y dinámicas socioterritoriales que configuran la cultura de pago y la irregularidad estructural.

El punto de partida de este documento es el estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “Economía de las pérdidas de

electricidad en América Latina y el Caribe”, que entrega un marco conceptual actualizado y subraya el carácter multidimensional del problema, donde interactúan factores técnicos, financieros, socioeconómicos, regulatorios y políticos. Según el estudio del BID, América Latina y el Caribe enfrenta una situación endémica de pérdidas eléctricas. En las últimas tres décadas se estima que, en promedio, alrededor de 17% de la energía generada en la región se ha perdido, un nivel tres veces superior al de países OCDE y por encima de umbrales compatibles con un sistema eficiente; en 2019, las pérdidas que exceden un límite de referencia de 10% alcanzaron el orden de 120 TWh, y el problema es además generalizado, ya que 22 de 26 países analizados superan ese 10%. Al mismo tiempo, el BID subraya la heterogeneidad regional: aunque las tasas promedio por subregión se mueven aproximadamente entre 15,2% y 18,1%, coexisten países con desempeños relativamente cercanos a niveles de referencia (por ejemplo, Perú) con otros que exhiben porcentajes extremadamente elevados, donde las pérdidas pueden superar 25% (como Jamaica y Paraguay) y casos muy críticos asociados a magnitudes absolutas relevantes (por ejemplo, Venezuela y Honduras).

En este marco, el presente estudio propone que la implementación de medidas orientadas a la reducción y gestión de las pérdidas no técnicas pueden constituir inversiones de eficiencia sistémica, cuyos beneficios económicos y operativos pueden ser compartidos entre los usuarios del sistema eléctrico. La disminución de las PNT no solo reduce la energía no facturada, sino que también puede traducirse en menores costos operativos asociados a fiscalización reactiva, reposición y corte de suministro, atención de reclamos, litigios y gestión comercial forzada;

adicionalmente, impacta en la percepción de riesgo tanto de inversionistas como de clientes. Así, la incorporación de herramientas como la digitalización de la medición, la analítica avanzada de datos y la detección temprana de irregularidades abre la posibilidad de reducir costos estructurales del servicio de distribución, mejorar la precisión de los pronósticos de demanda futura, y contribuir a la sostenibilidad financiera del sistema con un impacto positivo en la tarifa final.

A partir de esta hipótesis, el documento propone avanzar desde el diagnóstico regional hacia un análisis aplicado, centrado en la experiencia concreta de empresas distribuidoras de América Latina y el Caribe. Para ello, se sistematizan medidas implementadas en distintos contextos regulatorios, operativos y socioeconómicos, organizándolas en ejes de acción según su lógica de intervención y su contribución a la gestión de las pérdidas no técnicas. Este enfoque busca identificar tanto la experiencia en implementación de medidas específicas, como las condiciones que han resultado efectivas, capacidades requeridas y articulación con el entorno institucional de cada país. De este modo, el estudio aspira a aportar evidencia operativa y criterios de análisis que orienten el diseño, la priorización y la evaluación de estrategias de reducción de PNT, reconociendo la diversidad de realidades existentes en la región.

OBJETIVO

El objetivo general del presente trabajo es sistematizar las medidas implementadas por empresas distribuidoras de América Latina y el Caribe para reducir pérdidas no técnicas, identificando, caracterizando y organizando sus experiencias con el fin de construir un repertorio operativo de buenas prácticas, orientado a apoyar la toma de decisiones y el diseño de estrategias contextualizadas.

Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar las principales medidas y enfoques utilizados por empresas distribuidoras de la región para la reducción y prevención de pérdidas no técnicas, a partir de fuentes secundarias y de evidencia primaria levantada mediante entrevistas y encuestas.
2. Caracterizar dichas medidas según su propósito, alcance, condiciones habilitantes, requerimientos de capacidades (técnicas, comerciales y organizacionales) y principales barreras de implementación, distinguiendo contextos donde su aplicación es más efectiva.
3. Sistematizar las experiencias en un marco de análisis común, clasificándolas en ámbitos de acción que permitan su comparación y selección informada.
4. Extraer aprendizajes transferibles y criterios prácticos para el diseño de estrategias integrales de gestión de PNT, enfatizando combinaciones de medidas, secuencias de implementación y condiciones mínimas para su sostenibilidad en el tiempo.

ALCANCE Y DELIMITACIÓN

El alcance de este documento se circunscribe a la gestión operativa y comercial de las pérdidas no técnicas (PNT) en el contexto de las empresas distribuidoras de América Latina y el Caribe. Su propósito es sistematizar el conjunto de acciones que pueden diseñarse e implementarse bajo el control directo de la propia compañía para detectar, reducir y prevenir la energía no facturada. En coherencia con este enfoque práctico, el análisis se estructura como un repertorio de herramientas de intervención, abarcando desde la inversión en infraestructura de medición y analítica de datos, hasta el despliegue de estrategias de control en terreno y mecanismos de regularización sostenible.

El estudio asume una perspectiva centrada en la agencia de la distribuidora. Si bien se reconoce que el éxito de estas estrategias depende de condiciones habilitantes —tanto internas (salud institucional y gobernanza) como externas (políticas públicas y marcos macroeconómicos)—, el presente manual se focaliza en las palancas de gestión que actúan sobre la interacción con el sistema eléctrico y el usuario final. De este modo, se busca entregar una guía funcional sobre qué medidas existen, cómo operan y qué capacidades requieren para ser efectivas en los diversos contextos de la región.

En consecuencia, quedan fuera del alcance del documento el diseño de política pública, las reformas legales y la discusión regulatoria en sentido estricto. Estos elementos se consideran aquí como el marco contextual dentro del cual la empresa debe optimizar sus decisiones, pero no como el objeto central del análisis.

“

Las pérdidas de electricidad en transmisión y distribución constituyen un indicador central del desempeño de los sistemas eléctricos



02

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

DEFINICIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas eléctricas se definen fundamentalmente mediante el balance energético del sistema: corresponden a la diferencia entre la energía generada o comprada (entrada) y la energía efectivamente vendida a los usuarios finales (salida).

$$Pérdidas_{Total} = Energía_{Inyectada} - Energía_{Facturada}$$

Estas pérdidas funcionan como un indicador de desempeño del sistema eléctrico, pues sus niveles delatan ineficiencias estructurales, falta de mantenimiento en la infraestructura o debilidades críticas en los procesos de gestión comercial y control de fraude.

PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

Resulta prudente distinguir entre las dos grandes categorías de pérdidas, ya que su naturaleza y gestión difieren sustancialmente.

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas son aquellas inherentes a los fenómenos electromagnéticos y termodinámicos que ocurren en los elementos físicos del sistema eléctrico durante su operación. Estas pérdidas se originan principalmente por la disipación de energía en forma de calor debido a la resistencia de los materiales conductores (pérdidas óhmicas o Efecto Joule), así como por fenómenos específicos como el efecto corona, que en niveles de alta tensión puede ionizar el aire circundante, y las pérdidas en el núcleo de los transformadores, producto de corrientes de Foucault y la histéresis magnética.

Su magnitud es una función directa de las características físicas de la red —tales como la topología, la longitud de los alimentadores, el calibre de los conductores y los niveles de tensión— y depende fundamentalmente de la carga transportada. Si bien es posible disminuirlas mediante inversiones en infraestructura (mejora de conductores, aisladores y topología) u optimizando la operación del sistema (gestión de perfiles de tensión y niveles de corriente), debido a las leyes físicas que las rigen, resulta imposible eliminarlas por completo.

Pérdidas no técnicas

A diferencia de las pérdidas técnicas, que obedecen a leyes físicas inmutables, las PNT son una cantidad empírica y “residual”. Se definen como la fracción de las pérdidas totales que no tiene explicación electromagnética:

$$Pérdidas_{No\ Técnicas} = Pérdidas_{Totales} - Pérdidas_{Técnicas}$$

Dado que su origen no es la física del sistema, estas pérdidas obedecen a procesos humanos, comerciales e institucionales. Si bien cierto nivel de pérdidas es inherente a la operación, las PNT son teóricamente evitables mediante gestión, tecnología y fiscalización. Su manejo trasciende la ingeniería, entrando en el terreno del conflicto económico, político y social, al involucrar la cultura de pago y el acceso a servicios básicos

TIPOLOGÍA Y CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas constituyen un fenómeno heterogéneo que agrupa situaciones de distinta naturaleza, causas y mecanismos de tratamiento. Estas pérdidas pueden originarse tanto en debilidades ope-

rativas internas de las empresas distribuidoras como en conductas deliberadas de los usuarios, así como en contextos estructurales de informalidad y acceso precario al servicio. Con el objetivo de delimitar el alcance del presente estudio, esta sección propone una tipología que distingue entre pérdidas no técnicas no intencionales, pérdidas no técnicas intencionales y situaciones de irregularidad estructural. Si bien todas ellas inciden en el nivel global de pérdidas, el análisis posterior se concentra principalmente en las pérdidas no técnicas intencionales, por ser aquellas sobre las que las empresas distribuidoras disponen de mayores márgenes de acción directa mediante herramientas de gestión, control y operación.

Pérdidas no técnicas no intencionales

Las pérdidas no técnicas no intencionales corresponden a energía que es efectivamente suministrada y consumida, pero que no es correctamente registrada o facturada por la empresa distribuidora, sin que exista una conducta deliberada de fraude por parte del usuario. Estas pérdidas se originan principalmente en debilidades operativas internas, fallas de gestión o limitaciones de los sistemas de medición, facturación y administración comercial.

Dentro de esta categoría se incluyen, en primer lugar, los errores de medición, asociados a medidores defectuosos, obsoletos, mal instalados o fuera de su vida útil, que subregistran el consumo real. También se consideran las fallas en los procesos de facturación, como lecturas mal ingresadas, estimaciones de consumo inadecuadas o limitaciones normativas que impiden cobrar energía no leída en determinados períodos. A ello se suman los problemas de gestión comercial, tales como clientes activos que no figuran correctamente en los sistemas, contratos mal registrados, suministros existentes pero no facturables, o consumos colectivos, como el alumbrado público, cuya medición resulta incompleta.

En conjunto, estas pérdidas reflejan ineficiencias estructurales de la empresa y no comportamientos ilícitos de los usuarios. Es importante notar que, en muchos casos, la persistencia de estas ineficiencias puede tener raíces profundas en problemas de gobierno corporativo, esquemas de incentivos internos desalineados o falta de mecanismos de rendición de cuentas (accountability).

No obstante, con el propósito de acotar el alcance y asegurar una sistematización exhaustiva de las prácticas operativas, el presente estudio no aborda la dimensión de reforma institucional o gobernanza interna. Esta delimitación metodológica busca concentrar el análisis exclusivamente en las herramientas de gestión que las distribuidoras despliegan hacia el mercado y la red para combatir las pérdidas no técnicas intencionales, permitiendo así profundizar en las estrategias de control, prevención y regularización del fraude.

Pérdidas no técnicas intencionales

Las pérdidas no técnicas intencionales corresponden a consumos de energía que no son registrados o pagados como resultado de acciones deliberadas orientadas a evadir los mecanismos formales de medición y facturación. A diferencia de las pérdidas no intencionales, en estos casos existe una decisión consciente de incumplir las condiciones del servicio, aunque dicha decisión puede manifestarse en contextos sociales, económicos y regulatorios muy diversos. Desde la perspectiva del sistema eléctrico, estas pérdidas representan un impacto directo sobre la sostenibilidad financiera de la distribución y sobre la equidad entre usuarios.

De acuerdo con la experiencia recogida, las pérdidas no técnicas intencionales se manifiestan a través de prácticas con distintos niveles de elaboración y grado de integración al sistema comercial. En los casos más inmediatos y oportunistas, el consumo

no registrado suele presentarse como reconexiones no autorizadas posteriores a una suspensión formal del suministro, donde el usuario restablece el servicio de manera directa. Se trata de conductas visibles, de baja complejidad técnica y alta reincidencia. En un plano distinto se sitúan las prácticas de fraude asociadas a la manipulación del proceso de medición, en las que el usuario permanece vinculado contractualmente a la empresa, pero interviene deliberadamente el medidor o su entorno con el objetivo de subregistrar el consumo y reducir el pago. Estas prácticas pueden ir desde intervenciones fácilmente detectables hasta esquemas más selectivos o intermitentes, diseñados para mantener perfiles de consumo aparentemente normales. Finalmente, en los escenarios de mayor impacto energético, el consumo se realiza mediante conexiones ilegales directas a la red de distribución, sin punto de medición autorizado ni relación contractual, configurando situaciones de hurto de energía a mayor escala, que suelen involucrar viviendas completas o conjuntos de usuarios. A este panorama se suma una dimensión adicional que complejiza la detección y el control: la connivencia operativa. Esta arista no constituye una modalidad técnica aislada, sino un factor habilitante donde la irregularidad deja de ser unilateral y pasa a contar con la participación —activa u omisiva— de personal vinculado a la operación, quienes facilitan la intervención, adulteran registros o evitan el reporte de anomalías vulnerando los protocolos internos de la distribuidora.

Las pérdidas no técnicas presentan, por tanto, una marcada heterogeneidad en términos de magnitud, sofisticación y contexto social, lo que impide abordarlas mediante soluciones únicas o estandarizadas. Mientras algunas situaciones pueden resolverse eficazmente mediante medidas de control, detección y disuasión, otras requieren estrategias más amplias de regularización, rediseño de la red o intervención social. Precisamente en virtud de esta diversidad, el presente estudio centra su análisis en las

pérdidas no técnicas intencionales, examinando las herramientas disponibles para que las empresas distribuidoras reduzcan los incentivos al incumplimiento, fortalezcan sus capacidades de control y promuevan soluciones sostenibles en el tiempo.

Irregularidad estructural y zonas grises

Existen situaciones de consumo irregular que no encajan plenamente en la distinción clásica entre pérdidas no técnicas intencionales y no intencionales. Estas zonas grises se asocian a asentamientos informales, usuarios sin título de propiedad, acceso precario heredado o consumos históricamente tolerados, donde la conexión al servicio eléctrico se produce al margen de los esquemas formales de medición y facturación. En estos contextos, el consumo no registrado forma parte de dinámicas estructurales de exclusión y precariedad, y su persistencia suele estar vinculada a la ausencia de infraestructura adecuada, vacíos legales o decisiones históricas de tolerancia institucional.

A diferencia del fraude deliberado, en estas situaciones la irregularidad no siempre responde a una intención explícita de evadir el pago, sino a restricciones materiales, legales o administrativas que impiden la regularización. En muchos casos, los usuarios carecen de condiciones básicas para incorporarse al sistema comercial, como acreditación de propiedad, documentación personal o acceso a trámites formales, aun cuando exista disposición a pagar por el servicio. La aplicación de estrategias puramente punitivas o de control técnico suele resultar ineficaz o contraproducente, ya que no aborda las causas de fondo del problema y puede reforzar dinámicas de conflicto o reincidencia.

Conscientes de esta realidad, diversas distribuidoras han comenzado a desarrollar enfoques específicos para estos territorios, diferenciados de las estrategias tradicionales de control de pérdidas. Estas iniciativas incluyen herramientas técnicas adaptadas,

esquemas comerciales flexibles y la creación de áreas o equipos especializados con un enfoque más social e inclusivo, orientados a la regularización progresiva del suministro. Este documento aborda estas experiencias como parte del análisis de las pérdidas no técnicas, reconociendo que la reducción sostenible de la irregularidad estructural requiere combinar soluciones técnicas con políticas de inclusión, gestión territorial y adaptación de los modelos comerciales, por sobre una respuesta centrada exclusivamente en la sanción.

RELEVANCIA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

La gestión de las pérdidas eléctricas constituye un imperativo que trasciende el equilibrio financiero de la empresa, comprometiendo la sostenibilidad operativa y la equidad social del servicio. Desde una perspectiva económica, la energía no facturada representa un costo hundido y una ineficiencia que, bajo esquemas regulatorios modernos, deriva en severas penalizaciones financieras. Sin embargo, el impacto es sistémico: los altos niveles de pérdida degradan la calidad del suministro al provocar sobrecargas y caídas de tensión, incrementan exponencialmente el riesgo de seguridad pública por incendios y electrocución, y generan una profunda distorsión distributiva, donde el costo de la ineficiencia termina trasladándose a las tarifas de los usuarios que pagan puntualmente, erosionando la legitimidad del sistema y la cultura de pago.

Para hacer frente a este desafío, las distribuidoras deben desplegar estrategias diferenciadas según la naturaleza de la pérdida. Por un lado, la reducción de pérdidas técnicas exige inversiones en infraestructura eficiente y una optimización operativa de la red. Por otro, la mitigación de las pérdidas no técnicas no intencionales pasa por el fortalecimiento del gobierno corporativo, la mejora de procesos comerciales y mecanismos de control interno. Finalmente, el combate a las pérdidas no técnicas intencionales requiere un enfoque distinto, basado en herra-

mientas de detección precisa, estrategias de desincentivo y acciones de fiscalización en terreno. Es precisamente en este último ámbito, donde la tecnología se cruza con la gestión del fraude, donde se concentra el análisis y las buenas prácticas sistematizadas en este documento.

FOCO DEL DOCUMENTO

El presente estudio centra su análisis en las pérdidas no técnicas intencionales. A diferencia de las pérdidas técnicas, limitadas por leyes físicas, y de las pérdidas no intencionales, originadas en ineficiencias administrativas internas, este segmento responde a acciones deliberadas de terceros orientadas a evadir los mecanismos de medición y facturación. Al obedecer a dinámicas conductuales de fraude y no a restricciones termodinámicas, demandan soluciones de índole operativa y comercial que ofrecen un margen de acción más amplio. En consecuencia, el documento profundiza en el despliegue de mecanismos de gestión que no dependen de la expansión física de la red, sino de la inteligencia aplicada: desde el análisis de datos de consumo y campañas de inspección optimizadas, hasta la implementación de tecnologías emergentes que, más allá de la recuperación de energía, modernizan la interacción con el cliente y aportan valor a la operación de la red inteligente.

Si bien este fenómeno está influenciado por factores regulatorios, legales y sociales que exceden el ámbito de control de las distribuidoras, estas cuentan con herramientas propias y efectivas para actuar sobre su persistencia. En particular, las empresas pueden identificar dónde se concentran las pérdidas, reducir los incentivos para el incumplimiento y, en ciertos contextos, ofrecer mecanismos de regularización que permitan integrar a los usuarios al sistema formal. En este marco, el presente estudio delimita su alcance al análisis de estas acciones empresariales, concentrándose principalmente en las pérdidas no técnicas intencionales y, de manera complementaria, en las situaciones de irregularidad estructural o zonas grises.

03

METODOLOGÍA DE LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

El estudio se desarrolló a partir de un enfoque metodológico mixto, combinando herramientas cuantitativas y cualitativas con el objetivo de identificar, clasificar y analizar las prácticas utilizadas por empresas distribuidoras para la gestión de pérdidas no técnicas. El diseño metodológico se orientó no solo a relevar la existencia de determina-

das medidas, sino también a examinar de manera sistemática sus condiciones de implementación, los desafíos asociados a su operación, su desempeño observado y los aprendizajes derivados de su aplicación en contextos reales. La estructura metodológica utilizada se resume en la Fig. 1.



Fig. 1. Enfoque metodológico del estudio.

La primera etapa del estudio consistió en la aplicación de un cuestionario estructurado a las empresas distribuidoras participantes, con el objetivo de relevar de manera sistemática las herramientas y medidas implementadas para la gestión de pérdidas no técnicas. El cuestionario fue diseñado a partir de una clasificación preliminar de ámbitos de intervención, que incluyó dimensiones tecnológicas y de innovación, regulatorias e institucionales, económicas y comerciales, comunitarias y sociales, así como mecanismos de evaluación y seguimiento. So-

bre la base de estas categorías, se solicitó a las empresas identificar y describir las medidas que habían aplicado en cada uno de estos ámbitos. En total se recibieron 38 respuestas al cuestionario, de las cuales 24 cumplieron con los criterios de consistencia y completitud definidos para el análisis, permitiendo identificar un conjunto inicial de 191 medidas reportadas que constituyeron el insumo de partida para las etapas posteriores del estudio. Las empresas participantes del estudio se muestran en la Tabla 1.



Tabla 1. Empresas distribuidoras de electricidad participantes del estudio.

País	Empresa distribuidora	Cuestionario 1	Entrevista	Cuestionario 2
Argentina	Edea	•	•	•
	Edesa	•	•	•
	Edenor	•	•	•
	Edesur	•	•	•
	EPEC S.A.U.	•	•	
	EPESF	•	•	•
	SECHEEP	•	•	
Brasil	CEMIG	•		
	CPFL Energia	•		
	EDP	•	•	•
	Enel Brasil	•	•	
	Energisa	•	•	
	Equatorial	•	•	•
	Light	•		
Bolivia	CRE R.L.	•	•	•
Chile	Enel Chile	•	•	
	FENACOPEL	•	•	•
	Grupo SAESA	•	•	•
Colombia	Afinia	•		
	CENS	•	•	•
	EDEQ	•	•	
	Enel Colombia	•	•	
	EPM	•	•	
	ESSA	•	•	•
Costa Rica	ICE	•	•	•
Ecuador	Centrosur	•	•	
	CNEL Guayaquil	•		
	EEQ	•	•	•
El Salvador	DELSUR	•	•	•
Guatemala	EEGSA	•	•	•
	ENERGUATE	•		
Panamá	ENSA	•	•	•
Perú	CVC Energía	•	•	•
	Electro Dunas	•	•	•
	Pluz Energía	•	•	
República Dominicana	Edenorte Dominicana	•		
Uruguay	UTE	•	•	•
Total		37	30	20

La segunda etapa del estudio se orientó a profundizar cualitativamente en experiencias concretas de implementación, con el propósito de comprender los matices operativos, los aprendizajes, las dificultades y los factores contextuales que influyen en el desempeño de las distintas medidas identificadas. A partir de las respuestas obtenidas en el cuestionario de la etapa anterior, se diseñó una pauta de entrevistas semiestructuradas y se realizaron un total de 30 entrevistas a empresas distribuidoras, dirigidas principalmente a responsables de las áreas de pérdidas no técnicas. Las entrevistas se desarrollaron en modalidad individual o grupal, según la organización interna de cada empresa, y tuvieron una duración aproximada de entre 40 y 60 minutos, realizándose de forma remota. Esta etapa permitió recoger información cualitativa no observable a través de instrumentos estandarizados, incluyendo desafíos operativos, condiciones de éxito, adaptaciones locales y aprendizajes derivados de la implementación de las medidas en distintos contextos territoriales e institucionales. Los instrumentos utilizados fueron diseñados específicamente para este estudio y permitieron asegurar la coherencia y comparabilidad de la información levantada entre empresas.

La tercera etapa consistió en la elaboración de una taxonomía de medidas de gestión de pérdidas no técnicas, construida a partir de la información levantada en el cuestionario inicial y profundizada mediante las entrevistas. Esta taxonomía organiza las herramientas identificadas según su naturaleza, ámbito de aplicación y lógica de intervención, distinguiendo entre medidas orientadas a identificar pérdidas, desincentivar conductas irregulares y facilitar procesos de regularización de usuarios. Más allá de su valor descriptivo, la taxonomía constituye uno de los principales productos metodológicos del estudio, ya que estructura el análisis posterior y ordena el conjunto de medidas examinadas a lo largo del documento, sirviendo como marco conceptual y operativo para la discusión de resultados.

La cuarta etapa consistió en el procesamiento sistemático de la evidencia cualitativa levantada en las entrevistas, las cuales fueron previamente transcritas para permitir su análisis textual. El material fue organizado y codificado mediante análisis temático, lo que permitió estructurar los hallazgos en categorías comparables, contrastar patrones de implementación y desempeño, e identificar convergencias y diferencias relevantes entre distribuidoras según sus contextos operativos, capacidades y condiciones locales. Los resultados de este análisis constituyen la base empírica del manuscrito y se presentan en las secciones siguientes, donde se sintetizan las principales prácticas reportadas, sus variantes de diseño y los aprendizajes asociados a su aplicación.

En la quinta etapa se aplicó un segundo cuestionario a las empresas participantes con un enfoque principalmente cuantitativo. Este instrumento tuvo un doble objetivo: por una parte, relevar la evolución de las pérdidas no técnicas durante los últimos cinco años y, por otra, identificar el grado de implementación de las medidas descritas en las secciones previas. La información recopilada permitió construir indicadores comparables, derivar resultados estadísticos e identificar patrones entre las características de las empresas distribuidoras, la adopción de distintas herramientas de gestión y la evolución observada de las pérdidas no técnicas.

Finalmente, en la sexta etapa se llevó a cabo una fase de consulta con organismos reguladores de Iberoamérica. Esta etapa tuvo como objetivo contrastar la visión operativa de las distribuidoras con el marco institucional vigente y las políticas de control de pérdidas definidas por la autoridad. La información obtenida permitió validar la dimensión regulatoria de la taxonomía y asegurar que las recomendaciones del estudio fueran consistentes con los contextos normativos locales de la región. Los entes reguladores participantes se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Entes reguladores participantes del estudio.

País	Entidad regulatoria	Entrevista/ Cuestionario
Argentina		
Bolivia	AETN	•
Brasil	ANEEL	•
Chile	CNE	•
España	CNMC	•
Colombia		
Costa Rica		
Cuba	ONURE	•
Ecuador		
El Salvador	SIGET	•
Guatemala	CNEE	•
Honduras	CREE	•
Panamá	ASEP	•
Paraguay	VMME	•
Perú	OSINERGMIN	•
República Dominicana	SIE	•
Portugal	ERSE	•
Uruguay		



El estudio se desarrolló a partir de un enfoque metodológico mixto

LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN PAÍSES DE LA REGIÓN

La gestión de las pérdidas no técnicas en los sistemas de distribución eléctrica se encuentra fuertemente condicionada por el marco regulatorio, institucional y operativo vigente en cada país. Si bien las empresas distribuidoras enfrentan problemáticas comunes asociadas al hurto de energía, conexiones irregulares y fallas en los sistemas de medición y facturación, las herramientas disponibles, los incentivos económicos y las facultades coercitivas para abordar estas situaciones varían significativamente entre jurisdicciones.

La revisión comparada de las experiencias nacionales incluidas en este estudio permite identificar patrones comunes, diferencias estructurales y trayectorias regulatorias diversas en la gestión de las pérdidas no técnicas (PNT) en los sistemas de distribución eléctrica de América Latina y el Caribe. Si bien los países analizados presentan realidades institucionales, socioeconómicas y de mercado heterogéneas, el análisis transversal evidencia que las PNT constituyen un desafío persistente y multidimensional, cuya gestión combina, en distintos grados, instrumentos tarifarios, mecanismos regulatorios, capacidades empresariales y estrategias de intervención social.

Reconocimiento tarifario y señales económicas

Uno de los principales ejes de diferenciación entre países es el rol del reconocimiento tarifario de las pérdidas como señal económica para orientar la gestión empresarial. En sistemas con regulación económica desarrollada y marcos tarifarios explícitos —como Brasil, Chile, Colombia, Perú y México— se observa la existencia de metodologías formales que definen niveles de pérdidas reconocidas en tarifa, generalmente diferencian-

do entre pérdidas técnicas y no técnicas, y revisadas de manera periódica (entre anual y cuatrienal, según el país).

Brasil representa el caso más sofisticado dentro de la región, al utilizar un esquema de benchmarking econométrico que compara distribuidoras con características socioeconómicas similares para definir metas individuales de pérdidas no técnicas, integradas en la trayectoria tarifaria. En este modelo, la señal económica es clara: las empresas que superan el nivel regulatorio incurren en pérdidas económicas, mientras que aquellas que lo superan positivamente retienen beneficios, sin recurrir a sanciones administrativas directas. Chile y Perú, en cambio, operan con esquemas de empresa modelo eficiente, donde el reconocimiento de pérdidas se define ex ante y se incorpora como parámetro del cálculo tarifario, sin metas explícitas ni penalizaciones directas por desvíos, lo que desplaza el incentivo hacia una señal más indirecta.

En contraste, países como Paraguay, Bolivia y, en menor medida, Ecuador (hasta la reciente modernización normativa) muestran esquemas donde el reconocimiento tarifario de las pérdidas es inexistente, parcial o débilmente vinculado a la gestión real de las empresas. En estos contextos, las pérdidas se abordan principalmente como un problema de planificación o de gestión interna de empresas estatales, sin una traducción explícita en incentivos económicos tarifarios. La experiencia comparada sugiere que, en ausencia de estas señales, la reducción sostenida de PNT depende fuertemente de decisiones políticas, programas extraordinarios de inversión o capacidades gerenciales específicas, con resultados menos estables en el tiempo.

Metas, planes y uso de instrumentos no tarifarios

Un segundo eje relevante es el uso de planes de reducción de pérdidas y metas explícitas, ya sea de carácter regulatorio, corporativo o de política pública. República Dominicana, Honduras, Ecuador y Paraguay destacan por la existencia de planes nacionales o sectoriales de reducción de pérdidas, que establecen objetivos cuantificados y horizontes temporales definidos. En estos casos, las metas cumplen un rol de orientación estratégica y seguimiento, aun cuando no siempre estén asociadas a incentivos económicos directos o sanciones formales.

La evidencia muestra que estos planes son más efectivos cuando se integran con instrumentos operativos y presupuestarios claros (como ocurrió en Ecuador con el PlanREP) y menos efectivos cuando funcionan únicamente como declaraciones programáticas. En países donde las metas no están vinculadas a la tarifa ni a mecanismos de rendición de cuentas, su impacto tiende a diluirse frente a restricciones financieras, institucionales o políticas.

En comparación, reguladores de países fuera de la región, como Portugal y España, utilizan metas implícitas integradas en marcos de calidad de servicio y eficiencia, con revisiones periódicas y metodologías de costos eficientes que internalizan las pérdidas dentro del desempeño esperado de las empresas. Aunque estos contextos no son directamente extrapolables, ilustran la importancia de integrar la gestión de pérdidas en un marco regulatorio coherente y estable, más que abordarlas como un problema aislado.

Transparencia, reporte y calidad de la información

Un rasgo transversal en los países estudiados es la centralidad del balance de energía como herramienta básica para la medición de pérdidas, tanto técnicas como no técni-

cas. Sin embargo, existen diferencias significativas en la calidad, frecuencia y uso regulatorio de esta información. En Brasil, Colombia, Ecuador, Chile y Perú, las distribuidoras deben reportar periódicamente sus niveles de pérdidas al regulador, y dicha información se utiliza con fines tarifarios, comparativos y de seguimiento. En estos casos, los datos suelen ser públicos, al menos de forma agregada, lo que habilita análisis comparativos y genera presión reputacional.

En otros países, como Bolivia o Paraguay, la información de pérdidas existe y es reportada, pero su uso es predominantemente analítico o de planificación interna, sin auditorías regulatorias sistemáticas ni efectos tarifarios directos. Esta diferencia no es menor: la experiencia comparada muestra que la publicidad, trazabilidad y consistencia de los datos son condiciones necesarias para avanzar hacia esquemas más sofisticados de incentivos, control y aprendizaje institucional.

Los casos de España y Portugal refuerzan esta conclusión: en ambos países, los sistemas de información de pérdidas están altamente estandarizados, auditados y disponibles públicamente, lo que permite al regulador no solo supervisar, sino también ajustar metodologías y parámetros con base empírica sólida.

Facultades coercitivas y coordinación interinstitucional

En todos los países analizados, las pérdidas no técnicas asociadas a fraude eléctrico están tipificadas como infracciones administrativas o delitos penales. Sin embargo, el grado de articulación efectiva entre distribuidoras, reguladores, fiscalías y fuerzas de seguridad varía considerablemente. República Dominicana y Brasil destacan por contar con arreglos institucionales más explícitos, donde la persecución penal del fraude involucra activamente a fiscalías especializadas y protocolos formales de actuación conjunta.

En otros países, la capacidad coercitiva existe en el marco legal, pero su aplicación es más fragmentada, dependiente de la iniciativa de las empresas o limitada por condiciones de seguridad, judicialización lenta o falta de recursos. En estos contextos, la evidencia recogida en entrevistas sugiere que el control coercitivo, por sí solo, genera efectos transitorios y puede incluso profundizar conflictos sociales si no se acompaña de estrategias de regularización e inclusión.

Inclusión social, informalidad y sostenibilidad de la reducción

Un hallazgo transversal del estudio es que las PNT asociadas a contextos de informalidad y vulnerabilidad socioeconómica no pueden ser abordadas exclusivamente desde la lógica de control. En países tan diversos como Uruguay, Argentina, Ecuador, Brasil y Chile, las empresas distribuidoras coinciden en que la regularización sostenible requiere combinar instrumentos técnicos, comerciales y sociales.

Las prácticas más efectivas incluyen tarifas sociales, esquemas de flexibilidad de pago, gestión diferenciada de deuda, acompañamiento comunitario y coordinación con políticas públicas más amplias de vivienda, urbanismo y protección social. En estos casos, la reducción de PNT no se concibe como un objetivo aislado, sino como parte de una estrategia de inclusión energética que busca transformar consumo irregular en suministro formal y sostenible.

Este enfoque contrasta con experiencias donde la acción empresarial se ve limitada a cortes y sanciones, sin instrumentos de acompañamiento, lo que tiende a reproducir ciclos de reconexión ilegal y pérdida recurrente. La comparación con países como Cuba, donde el acceso universal y la fuerte presencia estatal reducen el espacio para la irregularidad, muestra que la informalidad eléctrica es, en gran medida, un reflejo de desigualdades estructurales más amplias.

En conjunto, el análisis comparado permite evidenciar que existe un conjunto de principios recurrentes asociados a experiencias más robustas: (i) señales económicas claras, preferentemente integradas al régimen tarifario; (ii) información confiable, pública y auditada; (iii) coordinación interinstitucional efectiva para el control del fraude; y (iv) estrategias de inclusión que aborden las causas estructurales de la irregularidad.

Los países que logran articular estos elementos de manera coherente muestran trayectorias más estables de reducción de PNT. Por el contrario, cuando alguno de estos componentes está ausente —por ejemplo, incentivos económicos, calidad de datos o herramientas sociales— los avances tienden a ser parciales, frágiles o dependientes de esfuerzos extraordinarios. Este aprendizaje comparado constituye un insumo clave para orientar recomendaciones y marcos de buenas prácticas adaptables a distintos contextos nacionales.

Con el objetivo de contextualizar las experiencias empresariales sistematizadas en este estudio, la presente sección describe, para cada país analizado, los principales elementos del esquema regulatorio aplicable a las pérdidas no técnicas, a partir de la información proporcionada directamente por las entidades reguladoras y fiscalizadoras mediante formularios y entrevistas. La caracterización se centra en los mecanismos de reconocimiento tarifario de pérdidas, los instrumentos regulatorios e incentivos asociados a su reducción, los requerimientos de reporte y transparencia, y las facultades otorgadas a las empresas distribuidoras para la detección, control y recuperación de energía no registrada.

Este análisis comparado permite identificar patrones comunes, diferencias estructurales y grados de madurez regulatoria, aportando un marco de referencia indispensable para la interpretación de las buenas prácticas empresariales que se presentan en las secciones siguientes.



ARGENTINA

Argentina cuenta con un sector eléctrico desintegrado verticalmente, con generación y comercialización mayorista competitivas, transmisión regulada y distribución como monopolio natural concesionado por área. La operación del mercado mayorista está a cargo de CAMMESA, mientras que la regulación y fiscalización se ejerce de manera dual: a nivel nacional para las distribuidoras bajo jurisdicción federal a través del ENRE, y a nivel provincial para el resto de las distribuidoras, mediante entes reguladores provinciales. Debido a esta convivencia de distintos marcos regulatorios, los mecanismos de revisión tarifaria y el reconocimiento de pérdidas pueden diferir de manera significativa según la jurisdicción. La propiedad de las distribuidoras es mixta, predominando operadores privados y cooperativas eléctricas, con algunas empresas provinciales de capital estatal.

Para las distribuidoras bajo jurisdicción nacional, el tratamiento de las pérdidas en tarifa se define en el marco de las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) y sus actualizaciones transitorias. Por su parte, en el caso de las empresas provinciales, los mecanismos de reconocimiento tarifario pueden responder a marcos regulatorios específicos definidos por cada provincia. En el esquema de las RTI, el regulador fija niveles de pérdidas reconocidas (técnicas y no técnicas) consistentes con una empresa eficiente, que se incorporan en el cálculo de los ingresos regulados de la distribuidora. Las pérdidas por encima del nivel reconocido no son trasladables a tarifa y constituyen un costo económico para la empresa, generando un incentivo implícito a su reducción. La RTI establece parámetros de mediano plazo (típicamente quinquenales), mientras que los ajustes y revisiones posteriores pueden realizarse mediante mecanismos de transición o recomposición tarifaria, especialmente relevantes en el contexto macroeconómico reciente.

En la práctica, la inestabilidad tarifaria de los últimos años ha debilitado parcialmente la señal económica de largo plazo, aunque el principio de reconocimiento limitado de pérdidas se mantiene en la normativa.

Además del reconocimiento tarifario, el marco argentino contempla instrumentos complementarios. En el ámbito federal, el ENRE exige a las distribuidoras la presentación de planes de inversión y de mejora operativa, que incluyen acciones de reducción de pérdidas (renovación de redes, normalización de suministros, mejora de medición). Históricamente, se han implementado programas de normalización de barrios y villas, orientados a transformar conexiones irregulares en suministros formales, con apoyo de financiamiento público. Si bien no existen metas explícitas y homogéneas de reducción de pérdidas a nivel nacional aplicables a todas las distribuidoras, sí operan incentivos económicos indirectos y, en ciertos casos, penalidades regulatorias asociadas al incumplimiento de obligaciones de servicio y calidad.

Las distribuidoras deben reportar periódicamente sus balances de energía (energía comprada vs. energía facturada) al regulador y a CAMMESA. Esta información es utilizada con fines tarifarios, de control y comparativos, y forma parte de los procesos de auditoría técnica y económica. En el ámbito nacional, el ENRE publica información agregada sobre desempeño de las distribuidoras, incluyendo indicadores de pérdidas, aunque el grado de detalle y actualización puede variar. A nivel provincial, la publicidad de la información depende de cada ente regulador, generando heterogeneidad en transparencia y comparabilidad.

Las distribuidoras cuentan con facultades para inspeccionar instalaciones, detectar irregularidades, suspender el suministro en casos de fraude y recuperar energía no facturada conforme a los marcos contractuales y regulatorios. El hurto de energía está tipificado en la normativa penal, lo que habilita la

denuncia y persecución penal en casos graves, usualmente en coordinación con fuerzas de seguridad y autoridades judiciales. En la práctica, la aplicación de sanciones penales ha sido limitada, privilegiándose mecanismos administrativos y comerciales. Para equilibrar el control con la protección social, se han desarrollado tarifas sociales, esquemas de subsidios focalizados y programas de regularización en zonas vulnerables, reconociendo que una parte de las pérdidas no técnicas tiene un origen socioeconómico estructural.

Desde una perspectiva regulatoria, los principales desafíos para reducir las pérdidas no técnicas en Argentina incluyen: (i) recomponer señales tarifarias estables y predecibles que refuercen los incentivos a la eficiencia; (ii) homogeneizar criterios regulatorios entre jurisdicciones nacional y provinciales para mejorar la comparabilidad; (iii) acelerar la modernización de la medición (telemedición y análisis de datos) en zonas críticas; y (iv) profundizar los programas de regularización e inclusión eléctrica, coordinando a distribuidoras, gobiernos locales y políticas sociales. La experiencia argentina muestra que la reducción sostenible de PNT requiere una combinación de instrumentos económicos, regulatorios, tecnológicos y sociales, más que una única medida aislada.



BOLIVIA

En Bolivia, según lo informado por la entidad reguladora consultada, el nivel de pérdidas reconocido en las tarifas se determina mediante un estudio tarifario encargado por las empresas distribuidoras, el cual se revisa cada cuatro años. En los insumos disponibles no se detalla un mecanismo adicional de ajuste intra-período, ni una desagregación explícita entre pérdidas técnicas y no técnicas dentro del reconocimiento tarifario.

Además del reconocimiento tarifario, la regulación contempla sanciones asociadas

a infracciones vinculadas a consumos irregulares. En particular, la Ley de Electricidad N°1604 establece infracciones de consumidores (conexión arbitraria, alteración de instrumentos de medición, consumo clandestino y negativa de acceso a inspecciones), y dispone la aplicación de multas calculadas en función de energía (kWh) multiplicada por la tarifa promedio correspondiente, sin perjuicio de otras responsabilidades.

En cuanto a reporte y transparencia, la respuesta recibida indica que las distribuidoras no deben reportar, auditar o certificar sus niveles de pérdidas ante el regulador en el marco de este formulario, y que dicha información no se considera pública (según lo señalado por la entidad). Por lo tanto, la evidencia disponible para este estudio no permite describir usos regulatorios sistemáticos (comparativos, correctivos o sancionatorios) basados en reportes periódicos de pérdidas.

Finalmente, se destaca como medida relevante el fortalecimiento de campañas informativas de prevención, dirigidas a alertar a la población frente a personas que ofrecen “servicios” para realizar infracciones o manipular consumos. Este énfasis es consistente con mensajes públicos recientes difundidos por empresas del sector en Bolivia, que advierten sobre el carácter ilícito del hurto de energía y sus consecuencias.



BRASIL

Brasil cuenta con uno de los marcos regulatorios más sofisticados de la región para la gestión de las pérdidas no técnicas en distribución eléctrica. El nivel de pérdidas reconocido tarifariamente se define en los procesos de Revisión Tarifaria Periódica (RTP) de cada distribuidora, que se realizan cada cuatro o cinco años según la duración del ciclo concesional. Las pérdidas técnicas se determinan a partir de un modelo de ingeniería regulatorio, mientras que las pérdidas no técnicas se establecen mediante un en-

foque de benchmarking comparativo entre distribuidoras que operan en áreas con características socioeconómicas similares.

Para ello, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) utiliza un modelo econométrico que identifica variables socioeconómicas explicativas de las pérdidas no técnicas, construyendo un ranking de complejidad de las áreas de concesión. Cada distribuidora es comparada con pares potenciales, y la meta regulatoria de pérdidas no técnicas se define como el menor valor resultante de una media ponderada entre sus propias pérdidas históricas y las de sus benchmarks. Esta meta corresponde al nivel que la empresa debe alcanzar al final del ciclo tarifario, y se traduce en una trayectoria anual de reducción, que determina el nivel de pérdidas no técnicas reconocido en cada año tarifario del período regulatorio.

El principal instrumento de incentivo es económico: el reconocimiento tarifario de pérdidas puede diferir del nivel efectivamente incurrido por la empresa. Si la distribuidora logra desempeñarse mejor que el nivel regulatorio, obtiene una ganancia económica; si no alcanza la meta, enfrenta una pérdida económica. No existen sanciones directas ni multas por el incumplimiento de las metas, ni tampoco premios explícitos adicionales, más allá de esta señal económica. Los planes de combate a las pérdidas que presentan las empresas durante las revisiones tarifarias no influyen directamente en la definición de los niveles regulatorios.

Un elemento relevante de evolución reciente es el Decreto n.º 12.068/2024, que establece que las concesiones de distribución que serán prorrogadas en los próximos años, y que enfrenten severas restricciones operativas, deberán presentar planes de reducción de pérdidas no técnicas, cuyo desempeño sí tendrá impacto en el reconocimiento tarifario. La reglamentación específica de este mecanismo será objeto de discusión pública durante 2026, lo que podría fortalecer el vínculo entre planificación operativa y señales regulatorias.

En términos de información y fiscalización, las distribuidoras brasileñas deben reportar mensualmente sus niveles de pérdidas a la ANEEL. Estos datos son utilizados para alimentar el modelo econométrico, realizar las comparaciones entre empresas, definir metas regulatorias y monitorear el desempeño sectorial. Toda esta información es pública, y se difunde a través de informes y documentos regulatorios oficiales, cumpliendo un rol comparativo y de transparencia más que sancionatorio.

Finalmente, uno de los principales desafíos para fortalecer la reducción de pérdidas no técnicas es avanzar hacia una mayor coordinación interinstitucional. Se identifica como necesario articular de manera más estrecha a la ANEEL, el Ministerio sectorial, las empresas distribuidoras, las fuerzas policiales, el poder judicial y los gobiernos estatales y municipales. Asimismo, se plantea la necesidad de una política pública integral de combate a las pérdidas, que combine acciones de control frente a una problemática transversal con medidas de reducción del costo de la energía enfocadas en áreas vulnerables, permitiendo abordar el problema desde una lógica estructural y no únicamente tarifaria.



En Chile, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en las tarifas se determina en el marco del proceso cuatrienal de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual se basa en el diseño de una empresa modelo eficiente. Para esta empresa modelo se definen las inversiones y los costos de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución, considerando las restricciones propias de la operación de las empresas reales. En este contexto, las características de las redes definidas para la empresa modelo permiten determinar las pérdidas técnicas del sistema, mientras que las pérdidas no téc-

nicas se estiman de manera complementaria, considerando principalmente el hurto de energía como variable relevante. En el último proceso tarifario, el nivel de hurto fue estimado mediante un modelo econométrico que incorporó, entre sus variables explicativas, el hurto histórico informado por las empresas distribuidoras y el Producto Interno Bruto (PIB). El nivel de pérdidas reconocido se revisa y actualiza con periodicidad cuatrimestral, en cada nuevo proceso de fijación del VAD.

Además del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio chileno contempla instrumentos regulatorios específicos que orientan la gestión de las pérdidas no técnicas. En particular, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenido en el Decreto Supremo N°327 de 1997, establece disposiciones explícitas relativas a las conexiones irregulares. El artículo 157 de dicho reglamento señala que, cuando la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) confirma la existencia de una alteración de las instalaciones o de los equipos de medición, la empresa distribuidora se encuentra facultada para cobrar la energía no registrada (CNR) y, cuando corresponda, iniciar las acciones legales pertinentes, operando estos mecanismos como instrumentos disuasivos frente a este tipo de conductas.

En materia de transparencia y reporte, las empresas distribuidoras informan sus niveles de pérdidas como insumo para la modelación del proceso de determinación del VAD. Esta información se utiliza con fines metodológicos y comparativos, sin efectos correctivos ni sancionatorios directos sobre las empresas reales. Los antecedentes asociados a los estudios tarifarios son de carácter público y se encuentran disponibles en el sitio institucional de la Comisión Nacional de Energía, en la sección correspondiente al Valor Agregado de Distribución.

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos establece

que, ante la detección de pérdidas no técnicas confirmadas por la SEC, las empresas pueden proceder al cobro de la energía no registrada e iniciar acciones legales. Adicionalmente, el artículo 147 del mismo reglamento dispone que, en caso de no pago, la empresa distribuidora puede efectuar el corte del suministro eléctrico, una vez transcurridos 45 días desde el vencimiento de la primera cuenta impaga y previo aviso al usuario con al menos 5 días de anticipación, incorporando resguardos procedimentales orientados a la protección del usuario.

Finalmente, la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución puede fortalecerse mediante la combinación de medidas regulatorias y tecnológicas. Entre las acciones destacadas se encuentran la identificación y reemplazo de activos con pérdidas técnicas superiores a los parámetros esperados; el desarrollo e integración de bases de datos que permitan caracterizar y dar seguimiento a las pérdidas no técnicas; la profundización de la digitalización de las redes, incluyendo medición inteligente, supervisión en tiempo real y herramientas analíticas avanzadas; y la mantención de señales económicas en los procesos tarifarios que incentiven la reducción de pérdidas. De forma complementaria, se reconoce la relevancia de políticas públicas orientadas a reducir los incentivos socioeconómicos asociados a generar pérdidas no técnicas, así como de medidas disuasivas y educativas que promuevan el cumplimiento normativo y el uso responsable de la energía.



COLOMBIA

En Colombia, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en las tarifas de distribución se define de manera diferenciada por nivel de tensión, conforme a lo establecido en el Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Para sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV, las pérdidas reconocidas se calculan men-

sualmente mediante balances energéticos para cada Sistema de Transmisión Regional (STR), utilizando información administrada por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del mercado eléctrico. No obstante, este mecanismo aún no se aplica a todas las distribuidoras, debido a que algunas no han cumplido los requisitos técnicos necesarios; en dichos casos, las pérdidas continúan estimándose mediante flujos de carga horarios basados en información histórica, con una migración progresiva hacia el esquema de balance energético. Para sistemas con tensión entre 1 y 57,5 kV, las pérdidas reconocidas se determinan a partir de estudios de flujos de carga realizados por los operadores de red y revisados por el regulador, manteniéndose constantes durante todo el período tarifario. Para sistemas con tensión menor a 1 kV, además de una metodología similar a los sistemas recién descritos, se reconoce explícitamente una componente de pérdidas no técnicas, calculada en función de variables del mercado de comercialización, tales como kilómetros de redes rurales y energía vendida en áreas especiales caracterizadas por altos niveles de pérdidas, bajos niveles de recaudo o condiciones de subnormalidad.

Adicionalmente, la metodología vigente incorpora un mecanismo de reconocimiento de pérdidas no técnicas adicionales asociado al nivel de inversión ejecutado por la distribuidora en el año anterior, con el objetivo de incentivar inversiones orientadas a la reducción de pérdidas. Este mecanismo permite, en el primer año del período tarifario, reconocer hasta la totalidad de las pérdidas registradas en sistemas con tensión de hasta 1 kV al inicio del período, estableciendo posteriormente una senda lineal de reducción en un horizonte de diez años, hasta converger hacia niveles considerados eficientes. El acceso a este esquema está condicionado al cumplimiento de requisitos regulatorios y se encuentra explícitamente normado en la Resolución CREG 015 de 2018.

Como instrumento regulatorio complementario, la CREG introdujo el Plan de Reducción de Pérdidas, al cual podían postular las distribuidoras que presentaban pérdidas en sus sistemas con nivel de tensión inferior a 1 kV superiores a las reconocidas al inicio del período tarifario. Las empresas que accedieron a este mecanismo debieron presentar un plan que incluyera una senda anualizada de reducción de pérdidas para un horizonte de diez años, el costo del plan y el Índice de Pérdidas Totales (IPT) al inicio del período. Asimismo, el regulador definió montos máximos a remunerar, destinados a inversiones específicas para la reducción de pérdidas no técnicas (como medidores para legalización de usuarios, equipos de medición en puntos de entrada por nivel de tensión, macromedidores en transformadores y sistemas de medición centralizada) utilizando un modelo de eficiencia basado en redes neuronales entrenadas con datos de empresas consideradas eficientes. Cabe señalar que, durante los primeros cinco años de aplicación de este esquema, no se evidenció una correlación positiva entre la recepción de estos incentivos y la reducción efectiva del indicador de pérdidas.

En materia de transparencia y reporte, el Índice de Pérdidas Totales (IPT) constituye una obligación regulatoria únicamente para las distribuidoras que aplicaron al Plan de Reducción de Pérdidas. Este índice es calculado por el Administrador del Mercado (XM S.A. E.S.P.) a partir de la información de fronteras comerciales administradas por el ASIC y de los registros del Sistema Único de Información (SUI), bajo vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). La información se utiliza principalmente para evaluar el cumplimiento anual de las metas definidas en la senda de reducción y determinar la continuidad, suspensión o cancelación de los incentivos. Los datos utilizados para este seguimiento no son públicos de manera individualizada; sin embargo, la CREG ha publicado análisis

agregados y diagnósticos sectoriales que permiten observar la evolución de las pérdidas a nivel nacional, como el proyecto de resolución CREG 701 090 de 2025 .

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, estas cuentan con atribuciones para inspeccionar instalaciones, suspender o terminar contratos en caso de fraude, recuperar consumos no facturados (generalmente hasta cinco meses hacia atrás, ampliables si se demuestra dolo) y denunciar penalmente el delito de defraudación de fluidos ante la fiscalía, con acompañamiento policial cuando se estime necesario. En este contexto, la SSPD ha establecido procedimientos técnico-jurídicos específicos que garantizan el derecho del usuario a controvertir los procesos de recuperación de energía, incluyendo la revisión de actas, pruebas técnicas y cálculos, con posibilidad de reclamación ante la propia superintendencia. Actualmente, la CREG se encuentra actualizando el régimen de protección al usuario, vigente desde la Resolución CREG 108 de 1997.

Finalmente, se identifica que el fortalecimiento de la reducción de pérdidas en Colombia requiere avanzar en la masificación de la infraestructura de medición avanzada (AMI), armonizando los desarrollos regulatorios con el marco legal vigente; evaluar esquemas alternativos de incentivos, incluyendo la remuneración de activos adicionales para la gestión de pérdidas, el uso de analítica de datos e inteligencia artificial, macromedición y mecanismos de incentivos simétricos; y continuar asegurando un diseño tarifario que refleje costos eficientes y preserve la sostenibilidad financiera del servicio. De forma complementaria, se identifica la necesidad de mejorar los criterios de focalización social, migrando desde esquemas basados en estratos hacia enfoques de vulnerabilidad más precisos, y de fortalecer los programas de gestión social y control focalizado en zonas con mayores volúmenes de energía no facturada.



En Costa Rica, la regulación del servicio eléctrico corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), en un contexto institucional caracterizado por una alta participación de empresas públicas y de economía social. La prestación del servicio de distribución eléctrica está a cargo principalmente del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), incluida la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), junto con cooperativas de electrificación rural y empresas municipales. Este modelo ha permitido alcanzar altos niveles de cobertura y acceso universal, configurando un entorno donde la gestión de pérdidas se vincula estrechamente con objetivos de seguridad del suministro y responsabilidad social.

Desde el punto de vista regulatorio, la comercialización y el tratamiento de las pérdidas se rigen por la norma técnica “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” (AR-NT-SUCOM, actualizada a octubre de 2024). Este reglamento otorga líneas claras y facultades explícitas a las empresas distribuidoras. Entre sus disposiciones destacan la prohibición de manipular los equipos de medición (Art. 20), la autorización de ingreso a inmuebles para inspecciones (Art. 30), y los lineamientos frente a daños, uso ilícito, reventa de energía y suspensión del servicio. Asimismo, la normativa prohíbe expresamente a las empresas brindar el servicio eléctrico de forma total o parcialmente gratuita (Art. 33).

Respecto del reconocimiento tarifario, la regulación costarricense no distingue explícitamente entre pérdidas técnicas y no técnicas, sino que opera bajo un esquema de reconocimiento global de pérdidas con un tope máximo. Este tope se calcula con base en el valor promedio de las pérdidas eléctricas de toda la industria de distribución durante los dos años anteriores al año de fijación. De este modo, si una empresa

registra pérdidas por debajo del tope, se le reconoce su valor real; sin embargo, si sus pérdidas superan el promedio histórico de la industria, el excedente no es trasladable a tarifa y constituye una pérdida financiera directa para la distribuidora. Este mecanismo actúa como un fuerte incentivo económico (y una medida sancionatoria indirecta) para la reducción de pérdidas, destacando además que dicho tope no incluye factores de ajuste por variables socioeconómicas, demográficas o de criminalidad presentes en las distintas zonas de concesión.

En cuanto al tratamiento del fraude, cuando se detecta un uso ilícito (ya sea por inspección, mantenimiento o denuncia), la normativa ampara un procedimiento estandarizado. Este incluye el levantamiento de evidencia, la normalización de la medición y la determinación de la energía dejada de facturar mediante el análisis de variaciones en el patrón de consumo histórico (comparando el consumo antes y después de la irregularidad). El cobro se gestiona mediante procesos internos que, dependiendo de la cuantía, pueden ser elevados a instancias judiciales.

Para garantizar la transparencia y el seguimiento de estos indicadores, las empresas están obligadas a reportar anualmente sus niveles de pérdidas a la ARESEP como parte de los estudios tarifarios, además de remitir mensualmente sus balances de energía disponible y ventas. Esta información es de carácter público y se aloja en el portal de Datos Abiertos de ARESEP, evidenciando, a modo de ejemplo, que las pérdidas totales del ICE se han mantenido en un rango estable entre el 7,5 % y el 8,3 % durante el período 2019-2024.

Finalmente, a nivel de gestión empresarial, el Grupo ICE complementa estas exigencias regulatorias con su Política Corporativa de Gestión de Pérdidas de Energía. Esta política establece un enfoque integral que combina acciones técnicas (mejora de redes, macro-medición), comerciales (control de consumos irregulares) y sociales. De este modo,

se reconoce que las conexiones informales e inseguras deben abordarse no solo desde la fiscalización punitiva, sino con criterios de seguridad, inclusión y sostenibilidad, priorizando la regularización del suministro.



CUBA

El sistema eléctrico cubano opera bajo un modelo plenamente estatal e integrado verticalmente, en el cual la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad son responsabilidad del Estado, principalmente a través de la Unión Eléctrica (UNE) y sus empresas subordinadas. No existe un mercado eléctrico competitivo ni separación funcional entre actividades, y la planificación del sector responde a criterios centralizados definidos por el Ministerio de Energía y Minas. En este contexto, las tarifas eléctricas son reguladas administrativamente y cumplen un rol social explícito, con amplios subsidios cruzados y transferencias fiscales orientadas a garantizar el acceso universal al servicio.

En Cuba no existe un esquema de reconocimiento tarifario explícito de pérdidas eléctricas, ni técnicas ni no técnicas, comparable a los modelos utilizados en sistemas regulados de mercado. Las pérdidas forman parte del balance operativo global del sistema eléctrico y su costo es absorbido por el Estado como parte del financiamiento general del sector. Las tarifas no se ajustan en función del desempeño de las empresas en materia de pérdidas, ni se utilizan como señal económica para incentivar su reducción. La revisión tarifaria responde principalmente a decisiones de política pública y disponibilidad fiscal, más que a procesos periódicos de revisión de costos eficientes.

La gestión de pérdidas eléctricas se aborda fundamentalmente como un problema técnico-operativo y de disciplina social, más que como un desafío regulatorio-económico. Las autoridades energéticas establecen

planes internos de reducción de pérdidas, orientados principalmente a la mejora de la medición, la modernización de redes y el control del consumo ilegal. No se identifican metas regulatorias formales con consecuencias económicas diferenciadas para las empresas, dado que estas no operan bajo un régimen de incentivos financieros autónomos.

Sin embargo, el marco normativo cubano contempla sanciones administrativas y penales frente al hurto de energía y la manipulación de instalaciones eléctricas, las cuales son aplicadas por órganos estatales en coordinación con el sistema judicial. Estas sanciones cumplen una función disuasiva, aunque su efectividad depende en gran medida de las capacidades operativas de inspección y del contexto socioeconómico.

Las empresas eléctricas estatales elaboran balances de energía y reportes internos de pérdidas, que son utilizados por las autoridades sectoriales para fines de planificación, diagnóstico y control operativo. No obstante, esta información no se publica de manera sistemática ni desagregada, y su uso es predominantemente interno. No existe un sistema de auditoría regulatoria independiente ni mecanismos de comparación entre empresas, dado el carácter monopólico y estatal del sector. La información de pérdidas se integra en informes sectoriales generales y diagnósticos técnicos, sin efectos tarifarios ni sancionatorios directos asociados a su nivel.

El Estado cubano cuenta con amplias facultades coercitivas frente a las pérdidas no técnicas. El hurto de electricidad y las conexiones ilegales están tipificados como infracciones graves, sujetas a sanciones administrativas y penales. Las empresas eléctricas, en coordinación con órganos de seguridad y autoridades locales, pueden proceder al corte del suministro, retiro de conexiones irregulares y aplicación de multas. La persecución del fraude eléctrico se integra en un esquema de control estatal

amplio, donde la coordinación interinstitucional está garantizada por el propio diseño centralizado del sistema.

Desde una perspectiva comparada, la experiencia cubana muestra que un alto grado de control estatal y tarifas fuertemente subsidiadas no elimina por sí mismo la existencia de pérdidas no técnicas, especialmente en contextos de restricción económica prolongada. La reducción de pérdidas depende críticamente de la capacidad de inversión en infraestructura, la disponibilidad de tecnología de medición confiable y la estabilidad del suministro. La ausencia de incentivos económicos explícitos y de mecanismos de transparencia limita el uso de las pérdidas como herramienta de gestión de desempeño, aunque el modelo permite una acción coercitiva directa y coordinada. En este sentido, Cuba constituye un caso de referencia para analizar los límites de los enfoques puramente administrativos frente a la gestión de las pérdidas no técnicas, en contraste con esquemas regulatorios basados en incentivos económicos y señales tarifarias.



ECUADOR

En Ecuador, el servicio público de electricidad opera bajo un esquema mayoritariamente estatal y regulado. La distribución está a cargo de empresas regionales de propiedad pública, principalmente la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), que atiende cerca del 48% de los clientes regulados, y empresas municipales o regionales (Quito, CentroSur, Ambato, Riobamba, Loja, entre otras). La comercialización a clientes finales se realiza bajo un pliego tarifario único nacional, con excepción de un número reducido de grandes consumidores habilitados para contratar en condiciones no reguladas. El sistema presenta una alta concentración en pequeños consumidores, complementada por políticas de subsidio focalizado, como la Tarifa de la Dignidad, orientada a hogares vulnerables.

El reconocimiento de pérdidas en tarifa se basa en un enfoque de reconocimiento parcial. La regulación define un nivel máximo de pérdidas reconocidas, que se incorpora al cálculo tarifario mediante factores de pérdidas por nivel de tensión. Las pérdidas que superan dicho umbral no son trasladadas a tarifa y deben ser absorbidas por la distribuidora, generando una señal económica orientada a la eficiencia. Este nivel reconocido se ha ido reduciendo gradualmente en coherencia con las metas nacionales de eficiencia, actualmente alineadas con el objetivo interno de alcanzar 10,5% de pérdidas totales al año 2025. La actualización de los parámetros tarifarios de distribución, incluyendo pérdidas reconocidas, se realiza de forma periódica, con revisiones anuales sobre la base de la información reportada por las empresas. El regulador (ARCERNR) ha manifestado que se encuentra, además, desarrollando una normativa técnica específica para la definición de pérdidas admisibles, que permitirá diferenciar objetivos por tipo de zona de servicio; lo anterior considerando que en la actualidad no se cuenta con regulación oficial vigente en dicha materia publicada.

Adicionalmente al reconocimiento tarifario, el marco ecuatoriano contempla instrumentos complementarios para la gestión de pérdidas. Destacan las metas oficiales establecidas en planes sectoriales, los planes de reducción de pérdidas a nivel empresarial, y la posibilidad de financiar inversiones específicas vía tarifa, tales como modernización de redes, medición avanzada, normalización de clientes y fortalecimiento de procesos comerciales. La publicación periódica de estadísticas de pérdidas por empresa introduce, asimismo, un incentivo reputacional, relevante en un contexto de empresas públicas sujetas a control político y social.

Las distribuidoras están obligadas a reportar mensualmente sus balances de energía al regulador, desagregando pérdidas técnicas y no técnicas. Esta información es auditada, utilizada con fines tarifarios, comparativos y correctivos, y se encuentra ampliamente disponible al público a través de los informes estadísticos del sector eléctrico, constituyendo un insumo central para la supervisión regulatoria y la formulación de políticas.

En relación con las facultades frente a pérdidas no técnicas, las empresas distribuidoras pueden inspeccionar instalaciones, suspender suministros irregulares, recuperar energía no facturada y aplicar cargos administrativos, conforme a la normativa vigente. El hurto de energía eléctrica está tipificado como delito penal, lo que habilita la denuncia ante la Fiscalía y la coordinación con la Policía Nacional. Estas acciones se complementan con programas de regularización e inclusión, orientados a asentamientos informales y usuarios vulnerables, buscando equilibrar el control del fraude con la protección del acceso al servicio y la seguridad de las instalaciones.

De esta manera, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas en Ecuador requiere consolidar la normativa técnica específica, avanzar en una metodología tarifaria más orientada a eficiencia, acelerar la ejecución de proyectos de inversión, profundizar el despliegue de medición inteligente, y reforzar el enfoque social y comunitario en zonas de alta vulnerabilidad. La experiencia acumulada demuestra que una estrategia integral, que combine señales económicas, inversión pública, control institucional y políticas sociales, ha permitido avances sustantivos, aunque persisten desafíos para converger hacia niveles de pérdidas comparables con los sistemas más eficientes de la región.



En El Salvador, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en tarifa se define a través de la metodología para el cálculo de los cargos de Distribución y Comercialización, la cual constituye el estudio tarifario integral que fija los cargos de referencia por un período de cinco años. Esta metodología contempla la elaboración de un estudio específico de pérdidas de energía en las redes de distribución de media y baja tensión, a partir del cual se determinan las pérdidas a reconocer tarifariamente. En dicho marco, se reconoce el 100% de las pérdidas técnicas y hasta un 50% de las pérdidas no técnicas justificadas, quedando el resto de estas últimas como riesgo no transferible a tarifa. El proceso de implementación y actualización es ejecutado por las empresas distribuidoras y revisado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), y se basa en balances de compras y ventas de energía, junto con la consolidación y modelación de información comercial y de redes para estimar pérdidas mediante flujos de potencia. Los porcentajes resultantes se traducen en factores que alimentan el componente tarifario asociado a pérdidas, trasladando su eficiencia al usuario final durante todo el quinquenio.

Más allá del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio salvadoreño contempla instrumentos normativos específicos para la gestión de pérdidas no técnicas, destacando el Procedimiento para Condiciones Irregulares (Acuerdo 283-E-2011), que regula la detección, inspección, documentación, verificación de equipos de medición, cálculo y recuperación de energía no registrada, así como el tratamiento de controversias. Adicionalmente, la propia metodología tarifaria introduce un criterio de costo-efectividad, estableciendo que el componente asociado a hurto o fraude solo se reconoce cuando su eliminación no resulta económicamente justificable, lo que actúa como incentivo im-

plícito para priorizar medidas eficientes. A nivel operativo, actividades como inspecciones, lectura de medidores y suspensión del servicio forman parte de los procesos habituales de control.

En materia de transparencia y reporte, las distribuidoras informan semestralmente a SIGET estadísticas eléctricas que incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, las cuales tienen fines principalmente estadísticos y no modifican los niveles de pérdidas reconocidos en tarifa durante el quinquenio. Esta información es de acceso público a través del boletín estadístico de SIGET. En paralelo, las pérdidas globales pueden ser certificadas por el regulador cuando son requeridas para reportes fiscales ante el Ministerio de Hacienda. En casos de condiciones irregulares, SIGET mantiene facultades para verificar los cálculos de recuperación de energía no registrada, utilizando la información con fines correctivos y técnicos.

Respecto del rol de las distribuidoras, estas cuentan con facultades coercitivas reguladas para enfrentar pérdidas no técnicas, incluyendo inspecciones, suspensión o desconexión del suministro en casos extremos, exigencia de garantías y cobro de reconexión, todo ello bajo los Términos y Condiciones al Usuario Final aprobados por SIGET, lo que limita la discrecionalidad empresarial. Existe coordinación con instituciones como la policía, municipalidades y organizaciones comunitarias, especialmente en contextos donde se implementan medidas de control y seguridad impulsadas por el gobierno central. El equilibrio entre control y protección del usuario se garantiza mediante la supervisión regulatoria de las acciones de las distribuidoras y la existencia de canales formales de reclamo, tanto ante las empresas como a través de los Centros de Atención al Usuario (CAU) de SIGET.

Finalmente, se identifican oportunidades de fortalecimiento del esquema vigente, entre ellas la evolución hacia instrumentos de desempeño con metas verificables e in-

centivos, la promoción del despliegue de medición avanzada y analítica predictiva, el refuerzo de la coordinación interinstitucional y la capacidad disuasiva frente a casos graves o reincidentes, y la integración de un enfoque social que combine control con regularización, inclusión y mecanismos de pago adaptados para reducir pérdidas sin afectar desproporcionadamente a los usuarios vulnerables.



ESPAÑA

España opera un sistema eléctrico liberalizado, con separación entre distribución (actividad regulada, en régimen de monopolio natural por zona) y comercialización (actividad competitiva). La distribución se remunera vía peajes y retribuciones reguladas, mientras que los comercializadores adquieren energía en el mercado y abastecen a consumidores en condiciones de competencia, coexistiendo además un segmento de suministro a precio regulado (PVPC) para ciertos consumidores. En este marco, las pérdidas eléctricas se gestionan como parte de los procesos de medida, liquidación y asignación de energía, con reglas estandarizadas y supervisión regulatoria. Dicho proceso está regulado por el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico (Real Decreto 1110/2007), que establece el funcionamiento del sistema de medidas y del Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL).

Según la CNMC, el procedimiento para la cobertura de pérdidas se implementa principalmente a través de los comercializadores, quienes deben “mayorar” ex ante la energía adquirida para entrega en un punto de red utilizando coeficientes estándar de pérdidas, diferenciados por nivel de tensión, periodo horario, calendario, entre otros. Posteriormente, en los cierres de medidas, las pérdidas imputadas se ajustan para reflejar las pérdidas reales, aplicando un coeficiente de ajuste que permite igualar demanda y ge-

neración. En consecuencia, los coeficientes estándar se ajustan periódicamente para mantener su alineamiento con la realidad del sistema y asegurar consistencia entre la imputación ex ante y los cierres ex post.

Además del reconocimiento a través de coeficientes estándar y su ajuste, se reporta la existencia de incentivos económicos del tipo bonus/malus dirigidos a los operadores de red para reducir los niveles de pérdidas, lo que también se encuentra regulado por el Real Decreto 1110/2007. Complementariamente, cuando se detectan distribuidoras con pérdidas superiores a lo razonable, la CNMC desarrolla una labor inspectora técnica orientada a asegurar que las pérdidas se aproximen al máximo a las pérdidas técnicas, estableciendo que las pérdidas no técnicas, cuando se detectan, no se permiten. Se consigna además que, en periodos previos en los que los niveles de PNT fueron mayores, se permitió que las empresas se apropiaran de un porcentaje del valor del fraude detectado, como mecanismo específico de incentivo (hoy no descrito como vigente, sino como antecedente).

En materia de transparencia y seguimiento, se indica que utiliza el sistema nacional de medidas SIMEL, gestionado por el operador del sistema, que recibe medidas de concentradores secundarios y permite a la CNMC estimar niveles de pérdidas con tres finalidades principales: (i) el cálculo de coeficientes estándar de pérdidas; (ii) el cálculo de incentivos a la reducción de pérdidas; y (iii) la detección de pérdidas anómalas que gatillan la actividad inspectora. En este esquema, la información de medida funciona como base para la regulación económica y para la supervisión correctiva del desempeño.

Ante detección de PNT, las distribuidoras están autorizadas a suspender el suministro hasta la regularización, refacturar la energía no abonada, e instar procesos judiciales por defraudación de fluido eléctrico, además de la obligación de poner en conocimiento de las administraciones competentes y de los

sujetos afectados las situaciones de fraude u otras anomalías. Respecto del equilibrio con la protección del usuario vulnerable, la CNMC destaca instrumentos explícitos: bono social eléctrico (descuento regulado en factura, en 2025 entre 42,5% y 57,5% según vulnerabilidad, aplicable a consumidores acogidos al PVPC y que cumplen requisitos), bono social térmico (ayuda anual complementaria asociada al bono eléctrico) y restricciones al corte del suministro mediante ampliación de plazos e imposibilidad de corte para vulnerables severos en riesgo de exclusión social (con cofinanciación de servicios sociales) y otros supuestos; adicionalmente, se indica la prórroga de prohibiciones de cortes de suministros básicos a consumidores vulnerables hasta el 31 de diciembre de 2025.

Así, los cambios necesarios para fortalecer la reducción de pérdidas ya estarían implementados y los agentes dispondrían de incentivos para actuar en línea con los intereses del sistema. En particular, se destaca la implementación reciente de medida cuarto-horaria que, junto con la telemedida, permitiría mejorar el control de las pérdidas no técnicas. Asimismo, se señala que se ha propuesto al ministerio competente una regulación para mejorar el tratamiento del fraude eléctrico y aportar mayor seguridad jurídica en los procedimientos de detección y tramitación.



En Guatemala, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en tarifa se define en el marco del proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual se realiza con una periodicidad quinquenal, según lo establece la Ley General de Electricidad y su Reglamento. En este proceso, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) determina los costos eficientes de una empresa modelo, incluyendo un nivel de pérdidas reconocido que forma parte del cálculo tarifa-

rio. De acuerdo con la normativa vigente y la información levantada en la entrevista, el reconocimiento de pérdidas se basa en criterios técnicos y económicos asociados a la operación eficiente de las redes, sin que el regulador reconozca automáticamente el total de las pérdidas efectivamente incurridas por las empresas. Las pérdidas por sobre el nivel reconocido deben ser absorbidas por la distribuidora, configurando una señal económica orientada a la eficiencia. La información disponible no permite identificar una desagregación explícita y pública entre pérdidas técnicas y no técnicas dentro del reconocimiento tarifario, más allá de su incorporación vía parámetros en el diseño de la empresa modelo.

Además del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio guatemalteco contempla instrumentos normativos y operativos que orientan la gestión de las pérdidas no técnicas. Entre ellos, se encuentran las Normas Técnicas de Servicio de Distribución, que regulan las condiciones de conexión, medición, inspección, suspensión del suministro y obligaciones de usuarios y empresas distribuidoras. La información revisada da cuenta de que la reducción de pérdidas constituye una prioridad permanente para el regulador y las empresas, particularmente en zonas con alta incidencia de fraude, y que las acciones se concentran en la detección temprana, la normalización de suministros y el fortalecimiento de los sistemas de medición y control. En la regulación pública analizada, no se identifican metas regulatorias numéricas explícitas de reducción de pérdidas impuestas por la CNEE, ni esquemas formales de incentivos adicionales distintos al reconocimiento tarifario y a la señal económica asociada a las pérdidas no reconocidas.

En materia de reporte y uso de la información, según lo establece la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las distribuidoras deben informar periódicamente a la CNEE antecedentes operativos y comerciales relevantes para los procesos tarifarios y de fiscalización, incluyendo información

asociada a balances de energía. Esta información es utilizada principalmente con fines regulatorios y de supervisión, en particular para la determinación de tarifas y la evaluación del desempeño de las empresas en relación con los supuestos de eficiencia. Parte de los antecedentes tarifarios y normativos es de acceso público, aunque la información detallada sobre pérdidas a nivel de empresa se utiliza fundamentalmente en procesos regulatorios internos y no necesariamente se divulga de forma sistemática en reportes comparativos públicos.

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, el marco legal guatemalteco faculta a las empresas a inspeccionar instalaciones, suspender el suministro en casos de conexiones ilegales o manipulación de equipos de medición, y cobrar la energía no registrada, conforme a los procedimientos establecidos en la normativa técnica y contractual. El hurto de energía eléctrica se encuentra tipificado en la legislación nacional (Decreto 8-2023), lo que habilita la denuncia penal en casos de fraude. Además, en zonas de alta conflictividad social las empresas suelen coordinar sus acciones con autoridades locales y fuerzas de seguridad, buscando equilibrar la efectividad del control con la seguridad del personal y la continuidad del servicio. Asimismo, se reconoce la importancia de avanzar en procesos de regularización y formalización del suministro en asentamientos informales, como complemento a las medidas estrictamente punitivas.

Así, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas no técnicas en Guatemala requiere profundizar la modernización de los sistemas de medición, mejorar la calidad y trazabilidad de la información comercial, y reforzar la coordinación interinstitucional para enfrentar el fraude eléctrico como fenómeno transversal, complementando estas acciones con medidas focalizadas en áreas de mayor vulnerabilidad social. La experiencia recogida sugiere que la combinación de señales económicas vía tarifa, facultades

operativas claras para las distribuidoras y estrategias de regularización constituye un eje central para avanzar en la reducción sostenible de las pérdidas no técnicas, manteniendo al mismo tiempo la protección del usuario y la estabilidad del servicio.



HONDURAS

El sector eléctrico hondureño opera bajo un esquema de mercado mayorista con predominancia estatal, donde la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mantiene un rol central en la transmisión y distribución, mientras que la generación se realiza a través de una combinación de activos públicos y privados. En los últimos años, el país ha impulsado reformas orientadas a mejorar la sostenibilidad financiera del sistema, incluyendo la separación funcional de actividades dentro de ENEE y el fortalecimiento del rol regulador de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La distribución eléctrica enfrenta desafíos estructurales relevantes, con elevados niveles de pérdidas totales, donde las pérdidas no técnicas constituyen un componente significativo. En el periodo 2024–2025, se han registrado pérdidas totales (técnicas y no técnicas) en torno al 35-36%, según reportes sectoriales y prensa especializada.

Según lo informado por la CREE, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en tarifa se define en el marco de los procesos de revisión tarifaria (Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución), utilizando como insumo principal el balance de energía del sistema de distribución. Las pérdidas reconocidas se establecen como un parámetro regulado que forma parte del cálculo tarifario, diferenciando entre pérdidas técnicas y no técnicas a nivel metodológico, aunque en la práctica el reconocimiento suele realizarse de forma agregada. La revisión de estos parámetros se efectúa con una periodicidad regular, asociada a procesos tarifarios que comprenden la actualización de costos efi-

cientes, permitiendo ajustar el nivel de pérdidas reconocidas en función de la evolución observada y de las políticas sectoriales vigentes.

Además del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio hondureño contempla instrumentos de control, metas e incentivos indirectos para orientar la reducción de pérdidas, particularmente en el contexto de las políticas de recuperación y sostenibilidad del subsector eléctrico. La CREE ha incorporado en la normativa indicadores de desempeño vinculados a pérdidas dentro del seguimiento regulatorio de la distribuidora, y existen compromisos explícitos por parte del Estado para su reducción. No obstante, la experiencia reportada indica que los incentivos económicos directos son actualmente limitados y que la efectividad de estos instrumentos depende en gran medida de la capacidad operativa y financiera de la empresa distribuidora para ejecutar acciones sostenidas de control, inversión y regularización.

Las empresas del subsector están obligadas a reportar periódicamente información operativa y comercial a la CREE, incluyendo datos de energía comprada, energía facturada y niveles de pérdidas. Esta información es utilizada con fines de supervisión, análisis correctivo y soporte a los procesos tarifarios. Asimismo, el regulador puede requerir información adicional, realizar verificaciones técnicas o solicitar auditorías cuando se identifican inconsistencias relevantes. Los datos agregados sobre pérdidas forman parte de informes sectoriales y documentos oficiales, contribuyendo a la transparencia y al seguimiento público del desempeño del sistema, aunque la disponibilidad de desagregación detallada sigue siendo un desafío.

El marco legal hondureño tipifica el hurto y fraude de energía eléctrica como delito, conforme al Código Penal y a la normativa sectorial aplicable. Las empresas distribuidoras cuentan con facultades para inspeccionar

suministros, suspender el servicio ante detección de irregularidades, refacturar energía no medida y denunciar los hechos ante las autoridades competentes. La persecución penal del fraude eléctrico involucra coordinación con el Ministerio Público y otras instancias de seguridad, aunque la experiencia reportada evidencia limitaciones prácticas en la aplicación efectiva y sostenida de estas facultades, especialmente en zonas de alta vulnerabilidad social y territorial.

De esta manera, la reducción sostenible de las pérdidas no técnicas en Honduras requiere avanzar simultáneamente en varios frentes: (i) fortalecer el mecanismo de cálculo y reconocimiento de pérdidas, mejorando la desagregación y trazabilidad entre pérdidas técnicas y no técnicas; (ii) robustecer los sistemas de medición, información y control comercial; (iii) dotar al marco regulatorio de señales económicas más claras que alineen la gestión de la distribuidora con objetivos explícitos de reducción de pérdidas; y (iv) profundizar la coordinación interinstitucional para abordar el fraude eléctrico en conjunto con políticas sociales y territoriales. La experiencia hondureña muestra que, en contextos de pérdidas estructuralmente elevadas, los instrumentos regulatorios deben complementarse con capacidades operativas, inversión sostenida y enfoques de inclusión que permitan transformar reducciones transitorias en mejoras duraderas del desempeño del sistema.



México opera un sistema eléctrico con prevalencia del Estado y con el servicio público de transmisión y distribución bajo conducción estatal. En este contexto, la distribución y el suministro básico se prestan principalmente a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), mientras que el mercado mayorista es coordinado por CENACE y mantiene participación privada en generación dentro de los límites y condiciones definidos por la normativa vigente.

El reconocimiento tarifario de las pérdidas (incluidas las técnicas y no técnicas) se enmarca en el esquema de Tarifas Reguladas y en las metodologías que debe emitir la autoridad reguladora. En particular, la Ley del Sector Eléctrico (DOF 18-03-2025) establece que la CNE debe expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas de transmisión y distribución (entre otros componentes). La Ley explicita, además, que las Tarifas Reguladas de transmisión y distribución deben permitir recuperar costos eficientes y un retorno razonable, incluyendo las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la CNE. Complementariamente, la Ley dispone que la CNE debe aplicar dichas metodologías para el cálculo y ajuste de Tarifas Reguladas (y de las tarifas finales del suministro básico), y que debe publicar las memorias de cálculo utilizadas, reforzando el principio de trazabilidad regulatoria.

Respecto de la periodicidad de revisión/actualización, ni la Ley ni el Reglamento fijan en estos artículos un ciclo rígido (p. ej., anual o quinquenal). Más bien, el marco normativo remite la definición operativa a las metodologías y disposiciones administrativas que emita la CNE (es decir, la periodicidad queda endógena al diseño metodológico de "cálculo y ajuste"). El Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico (DOF 03-10-2025) refuerza este enfoque al señalar que las tarifas eléctricas deben considerar el reconocimiento de costos y que la CNE, en coordinación con la Secretaría, debe establecer las metodologías para la determinación de tarifas y los lineamientos de contabilidad regulatoria; y también exige la publicación de la información relevante del proceso, incluyendo memorias de cálculo.

Además del componente tarifario, México utiliza instrumentos de política y gestión sectorial que inciden en pérdidas: planes

sectoriales y programas de modernización de redes (incluyendo medición, transformadores de medida, telemedición/monitoreo y recambio de acometidas), junto con seguimiento público de indicadores agregados. En la práctica, el énfasis reciente ha estado en acciones operativas y tecnológicas (por ejemplo, modernización de medición e infraestructura) para disminuir tanto pérdidas técnicas como no técnicas.

Sobre reporte y transparencia, la información de pérdidas se publica de forma agregada en documentos oficiales de planificación/seguimiento sectorial y también mediante reportes institucionales/empresariales. En particular, SENER ha difundido resultados nacionales recientes de pérdidas y su evolución, lo que habilita usos comparativos y de monitoreo público.

En relación con facultades ante pérdidas no técnicas, el marco penal federal tipifica el uso o aprovechamiento de energía eléctrica sin derecho como conducta equiparada al robo (Código Penal Federal, art. 368, fracción II), habilitando la persecución penal cuando corresponda. Operativamente, la distribuidora puede realizar acciones de inspección, detección y regularización, y coordinarse con autoridades competentes en casos que escalen a ámbito penal, procurando compatibilizar control de ilícitos con continuidad del servicio y atención de usuarios vulnerables (en un sistema con alta proporción de usuarios residenciales).

Finalmente, desde una perspectiva de fortalecimiento regulatorio e institucional, los desafíos se asocian a: (i) profundizar la modernización de redes y medición para sostener la reducción de pérdidas, (ii) mejorar la coordinación interinstitucional para el combate efectivo del hurto/fraude, y (iii) mantener señales económicas y de gestión que permitan consolidar trayectorias de reducción, especialmente en territorios con mayor incidencia de pérdidas no técnicas.

En Panamá, el reconocimiento del nivel de pérdidas eléctricas en las tarifas forma parte del Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, regulado en el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) y en la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP). En este marco, el regulador estima pérdidas eficientes mediante ecuaciones de eficiencia, aplicadas sobre datos históricos y características propias de cada red de distribución —como energía inyectada, número de clientes y demanda máxima—, utilizando regresiones u otros métodos estadísticos cuyos parámetros son fijados por resolución de ASEP en cada período tarifario. El valor resultante se incorpora directamente en la estructura del IMP y, por ende, en la fórmula tarifaria.

De manera complementaria, el esquema regulatorio panameño contempla un reconocimiento adicional de pérdidas no técnicas consideradas no gestionables por la distribuidora, particularmente aquellas asociadas a zonas rojas o invasiones. Por ejemplo, en el período tarifario julio 2022–junio 2026, la metodología incluyó un reconocimiento adicional por pérdidas no técnicas estimadas en estos territorios, el cual se expresa como un porcentaje absoluto que se suma a las pérdidas eficientes y se traduce en un ingreso adicional dentro del IMP, acompañado de la expectativa regulatoria de que la empresa ejecute planes de reducción de pérdidas. El período tarifario en Panamá tiene una duración de cuatro años, durante el cual los parámetros reconocidos permanecen vigentes.

Además del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio panameño contempla instrumentos adicionales que orientan la gestión de pérdidas. Entre ellos se incluyen metas regulatorias implícitas derivadas del parámetro de pérdidas fijado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

en cada revisión tarifaria, la posibilidad de exigir planes de inversión específicos orientados a la reducción de pérdidas (sectorización, medición avanzada, regularización de clientes, entre otros), y el no reconocimiento tarifario de pérdidas excesivas, que opera como un incentivo económico natural para mejorar el desempeño.

En materia de transparencia y reporte, las distribuidoras están obligadas a reportar mensualmente a ASEP información sobre energía comprada, vendida, consumos propios y pérdidas, así como a presentar informes técnicos y justificar variaciones significativas en sus indicadores cuando el regulador lo requiera. Esta información se utiliza con fines comparativos, correctivos y sancionatorios, permitiendo evaluar el desempeño relativo entre empresas, identificar zonas críticas, sustentar procesos tarifarios y alimentar instancias de consulta pública. Una parte relevante de estos antecedentes es de acceso público y se encuentra disponible en los indicadores mensuales y en los documentos asociados a los procesos tarifarios publicados por ASEP.

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, ante la detección de pérdidas no técnicas —como hurto, manipulación de medidores o conexiones ilegales— las empresas pueden suspender el servicio, regularizar el suministro mediante la instalación de medidores o acometidas formales cuando el usuario acredite derechos sobre el inmueble, cobrar la energía dejada de facturar y denunciar los hechos, dado que el hurto de energía está tipificado como delito. En zonas autorizadas por ASEP, también se permite la implementación de medidores prepago conforme a la normativa vigente. Estas acciones pueden coordinarse con la Policía Nacional y el Ministerio Público, particularmente en operativos masivos o casos judicializados.

Se reconoce la necesidad de equilibrar el control con la sensibilidad social, promoviendo la regularización de asentamientos por parte de las instituciones competentes,

el uso de tarifas prepago para clientes que califican, campañas de educación energética, y la instalación de medidores inteligentes y equipos protegidos para reducir estimaciones y fraude. Desde la perspectiva del regulador, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas pasa por la definición de metas explícitas y crecientes, un mayor despliegue de redes inteligentes, el seguimiento vinculante de inversiones y programas de control del hurto, y una coordinación interinstitucional estructurada, incluyendo seguridad, justicia, desarrollo social y vivienda, especialmente orientada a la regularización de zonas rojas y asentamientos, identificados como una de las principales fuentes de pérdidas no técnicas.



PARAGUAY

El sector eléctrico paraguayo se caracteriza por una estructura estatal e integrada verticalmente, en la cual la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) ejerce de manera exclusiva las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. No existe un mercado eléctrico competitivo ni separación funcional entre actividades, y la planificación, operación y definición tarifaria responden a lineamientos centralizados del Estado. En este contexto, la ANDE actúa simultáneamente como operador del sistema y prestador del servicio público de electricidad, bajo observancia del Viceministerio de Minas y Energía (VMME).

De acuerdo con la información reportada, en Paraguay no existe un reconocimiento explícito y diferenciado de las pérdidas eléctricas en la tarifa, ni un mecanismo formal que defina niveles de pérdidas técnicas o no técnicas reconocidas. Las tarifas eléctricas se fijan a nivel nacional mediante resoluciones administrativas, considerando criterios generales de costos del sistema, pero sin incorporar metodologías específicas de empresa modelo, benchmarking o metas

regulatorias asociadas a pérdidas. En consecuencia, las pérdidas, incluidas las no técnicas, se absorben como parte del resultado económico global de la ANDE, sin señales tarifarias directas que incentiven su reducción. La revisión tarifaria no responde a una periodicidad fija ni está vinculada a evaluaciones sistemáticas del desempeño en materia de pérdidas.

La gestión de las pérdidas eléctricas en Paraguay se aborda principalmente desde una lógica operativa y administrativa, más que regulatoria. Según lo informado, no existen metas regulatorias formales ni planes de reducción de pérdidas con consecuencias económicas explícitas. Las acciones para enfrentar las pérdidas no técnicas se implementan como parte de los programas internos de la ANDE, orientados a la detección de irregularidades, normalización de suministros y mejora de procesos comerciales. Estas iniciativas dependen fundamentalmente de la disponibilidad presupuestaria y de las prioridades definidas por la empresa estatal, sin estar integradas en un esquema de incentivos o penalizaciones regulatorias.

La ANDE realiza balances internos de energía que permiten estimar las pérdidas totales del sistema, incluyendo las asociadas a distribución. No obstante, al no estar constituido un regulador, no existe una obligación formal de reporte periódico de pérdidas con fines sancionatorios o comparativos, ni un sistema de auditoría externa específico para validar estos indicadores. La información sobre pérdidas se utiliza principalmente con fines de diagnóstico interno y planificación operativa, y su publicación es limitada y agregada. En este sentido, el uso regulatorio de la información de pérdidas es reducido, y no se emplea como insumo sistemático para la definición tarifaria ni para la evaluación de desempeño institucional.

El marco legal paraguayo tipifica el hurto de energía eléctrica como una infracción sancionable, otorgando a la ANDE facultades para la detección de conexiones ilegales, la

suspensión del suministro y la aplicación de sanciones administrativas. Asimismo, los casos de fraude pueden ser derivados al sistema judicial conforme a la legislación penal vigente. Sin embargo, se indica que la coordinación interinstitucional con otras entidades del Estado (fiscalía, policía, municipios) es limitada y se activa principalmente de manera reactiva ante situaciones puntuales, más que mediante protocolos permanentes de actuación conjunta. Esto condiciona la efectividad de la persecución del fraude eléctrico, especialmente en contextos de informalidad persistente.

De esta manera, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas no técnicas en Paraguay requiere avanzar hacia un enfoque más estructurado, que trascienda la gestión operativa interna de la empresa estatal. Entre los desafíos identificados se encuentran la necesidad de mejorar los mecanismos de control y seguimiento de las pérdidas, fortalecer la coordinación interinstitucional para la persecución del fraude, y avanzar en campañas de concientización y prevención dirigidas a la población. La experiencia paraguaya evidencia que, en ausencia de señales económicas explícitas, incentivos regulatorios o esquemas de rendición de cuentas asociados a pérdidas, la reducción sostenida de las pérdidas no técnicas depende en gran medida de decisiones administrativas y de la capacidad operativa de la empresa, lo que limita la estabilidad y previsibilidad de los resultados en el tiempo.

PERÚ

En Perú, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en las tarifas se define en el marco del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme a lo establecido en el artículo 143 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE). Este marco reconoce pérdidas estándar físicas (técnicas) y pérdidas comerciales (no técnicas). Las pérdidas técnicas eficientes se determi-

nan a partir de la optimización de las instalaciones eléctricas de una empresa modelo eficiente, considerando redes técnica y económicamente adaptadas a la demanda atendida por la empresa real y el cumplimiento de las normas técnicas de calidad (incluida la tolerancia de caída de tensión máxima). En cuanto a las pérdidas no técnicas, el RLCE establece que no pueden superar el 50 % de las pérdidas físicas; su nivel se fija para cada empresa en base a los estudios presentados por las concesionarias y a los niveles históricos utilizados en regulaciones anteriores. Las pérdidas estándar se determinan y actualizan cada período regulatorio, con una periodicidad de cuatro años.

Además del reconocimiento tarifario, el esquema regulatorio peruano busca generar incentivos económicos a la reducción de costos, dentro de los cuales se incluyen los costos asociados a las pérdidas. En la práctica, se reconoce en tarifa un porcentaje de pérdidas eficientes, de modo que si la distribuidora registra pérdidas menores a las reconocidas, obtiene ingresos adicionales, operando este diseño como un incentivo explícito a la eficiencia. Adicionalmente, en determinados casos se reconocen en tarifa proyectos orientados a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética con foco en la reducción de pérdidas. En paralelo, el hurto de energía puede ser sancionado como delito penal conforme al Código Penal, constituyendo un respaldo legal a la gestión de pérdidas por parte de las empresas concesionarias.

En materia de transparencia y reporte, las empresas distribuidoras reportan mensualmente sus niveles de pérdidas al regulador. Esta información se utiliza principalmente para la validación de procesos regulatorios y para la comparación entre empresas. Los datos son de acceso público y se actualizan trimestralmente; los niveles de pérdidas de las principales empresas se publican, entre otros medios, en el boletín trimestral “El Informativo”, donde se presentan de forma sistemática y comparable.

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) faculta a los concesionarios a efectuar el corte inmediato del servicio, sin aviso previo ni intervención de autoridades, cuando se consume energía sin autorización o se vulneran las condiciones del suministro. En casos de utilización ilícita, además del cobro de gastos de corte y de la energía consumida, las personas involucradas pueden ser denunciadas ante el fuero penal. En cuanto a la coordinación institucional, antes de realizar una intervención el concesionario debe notificar al usuario conforme a la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica"; si la notificación se dificulta, se procede con constatación policial o notarial. Osinergmin, por su parte, cuenta con un procedimiento específico de fiscalización de los procesos de reintegros y recuperos ejecutados por las distribuidoras, verificando su correcta aplicación.

Finalmente, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas requiere promover inversiones focalizadas en esta materia. En particular, Osinergmin ha impulsado especificaciones técnicas y estándares tecnológicos para los Sistemas de Medición Inteligente (SMI), propuestos para aprobación del Ministerio de Energía y Minas, reconociendo la medición avanzada como un instrumento clave para la reducción de pérdidas mediante balances de energía más precisos y oportunos.



PORTUGAL

El sector eléctrico portugués opera bajo un modelo de mercado liberalizado, con separación funcional y jurídica entre generación, transmisión, distribución y comercialización. La red de distribución es operada por concesionarios regulados, mientras que la comercialización se desarrolla en régimen de competencia. La Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) es responsable de la regulación económica, la definición tarifaria y la supervisión del desempeño de

los operadores de red, en coordinación con el operador del sistema y otras autoridades sectoriales.

De acuerdo con la información reportada por la ERSE, las pérdidas eléctricas son reconocidas en las tarifas mediante coeficientes estándar de pérdidas, diferenciados por nivel de tensión y aplicados ex ante al cálculo de la energía suministrada. Estos coeficientes reflejan las pérdidas esperadas del sistema y se integran directamente en la estructura tarifaria. El nivel de pérdidas reconocido se revisa periódicamente en el marco de los procesos regulatorios, ajustándose en función de la evolución del sistema y de la información empírica disponible. Este esquema permite internalizar las pérdidas dentro del cálculo de costos regulados, evitando su traslado discrecional a los consumidores.

Además del reconocimiento tarifario, el marco regulatorio portugués contempla mecanismos de incentivos económicos orientados a la reducción de pérdidas. En particular, se aplican esquemas de incentivos tipo bonus/malus, mediante los cuales el operador de red puede beneficiarse económicamente si logra niveles de pérdidas inferiores a los valores de referencia establecidos por el regulador, o verse penalizado si su desempeño es peor al esperado. Este enfoque busca alinear los incentivos del operador con el interés general del sistema, promoviendo una gestión activa y eficiente de las pérdidas, incluidas las no técnicas.

Las empresas de red están obligadas a reportar información detallada sobre energía suministrada, energía medida y pérdidas al regulador y al operador del sistema. Estos datos alimentan los sistemas nacionales de medición y liquidación, y son utilizados por la ERSE para fines de supervisión, cálculo tarifario e implementación de los mecanismos de incentivos. La información sobre pérdidas es objeto de seguimiento continuo y se publica de manera agregada, permitiendo análisis comparativos y transparencia regulatoria. Asimismo, la ERSE cuenta con

facultades para realizar auditorías técnicas y requerir información adicional cuando se detectan desviaciones relevantes.

En el caso de pérdidas no técnicas asociadas a fraude o manipulación de equipos de medida, las empresas distribuidoras cuentan con facultades para suspender el suministro, regularizar instalaciones y refacturar la energía no medida conforme a la normativa vigente. Estos procedimientos se encuentran claramente definidos y cuentan con respaldo legal. Cuando corresponde, los casos pueden ser derivados a instancias judiciales. La coordinación institucional se da principalmente entre las empresas de red, el regulador y las autoridades competentes en materia de fiscalización y justicia, dentro de un marco procedimental estandarizado.

Finalmente, se reconoce que el marco regulatorio vigente proporciona señales económicas adecuadas y herramientas suficientes para promover la reducción de pérdidas eléctricas, incluidas las no técnicas. El énfasis se sitúa en la correcta calibración de los coeficientes de pérdidas y de los incentivos económicos, así como en la calidad de los sistemas de medición y reporte. En este contexto, no se identifica la necesidad de introducir cambios estructurales adicionales, considerando que los instrumentos actuales permiten alinear eficazmente la gestión empresarial con los objetivos de eficiencia del sistema y de protección de los consumidores.



REPÚBLICA DOMINICANA

En República Dominicana, el nivel de pérdidas eléctricas reconocido en la tarifa se determina en el marco del proceso de Tarifa Técnica para los usuarios regulados, conforme a la metodología establecida por la Superintendencia de Electricidad (SIE). El estudio tarifario se construye a partir de un año base, correspondiente al último año calendario cerrado, y considera un análisis

retrospectivo de variables operativas, donde el balance de energía y potencia del año base constituye el principal insumo para la estimación de las pérdidas. La metodología contempla una revisión tarifaria y ciclos de estudio periódicos, en los cuales se actualizan los parámetros reconocidos en tarifa.

Además del reconocimiento tarifario, la gestión de pérdidas se orienta mediante instrumentos regulatorios y de control complementarios. Entre ellos se incluyen metas e indicadores de desempeño, integrados en planes operativos y compromisos de reducción con seguimiento por parte del regulador, como el Plan Integral de Reducción de Pérdidas 2022–2028. Asimismo, la SIE ejerce facultades de fiscalización y actuación administrativa, pudiendo requerir información, realizar inspecciones y exigir acciones correctivas conforme a la Ley General de Electricidad N°125-01 y su Reglamento de Aplicación. De manera adicional, se dispone de una metodología específica para la medición de indicadores del Pacto Eléctrico Nacional, dentro de la cual se define la forma de cálculo del indicador de pérdidas.

En materia de transparencia y reporte, las empresas distribuidoras están obligadas a informar periódicamente a la SIE antecedentes operativos y comerciales que permiten determinar y dar seguimiento a los niveles de pérdidas totales. Esta información es utilizada con fines regulatorios y de supervisión, principalmente para el seguimiento correctivo, la validación de la coherencia entre el desempeño real y los supuestos reconocidos en tarifa, y el soporte a procesos administrativos y regulatorios, incluyendo evaluaciones tarifarias y, cuando corresponde, actuaciones sancionatorias. La SIE puede además requerir verificaciones técnicas, comerciales o auditorías específicas ante inconsistencias relevantes. Los indicadores de pérdidas y otros antecedentes sectoriales se publican de forma agregada y periódica tanto por la SIE como por el Ministerio de Energía y Minas.

Respecto del rol de las distribuidoras y las facultades coercitivas, el marco jurídico dominicano tipifica la detección y persecución de las pérdidas no técnicas como una acción penal de naturaleza pública, calificándolas como Fraude Eléctrico o Tentativa de Fraude Eléctrico, conforme a la Ley General de Electricidad N°125-01 y al Código Procesal Penal. Las autoridades competentes para el levantamiento del Acta de Fraude Eléctrico son la Procuraduría General Adjunta para el Sistema Eléctrico (PGASE) y la SIE, actuando de manera conjunta a requerimiento de las empresas distribuidoras o de la parte interesada. En 2024, la SIE aprobó un Reglamento de verificación de suministros y acometidas, que delimita las competencias de las autoridades intervinientes, asignando a la PGASE el rol principal de persecución penal y a la SIE el acompañamiento técnico del proceso. En este contexto, las empresas distribuidoras tienen la obligación de colaborar con los requerimientos de información formulados por la PGASE en el marco de las investigaciones judiciales.

Así, el fortalecimiento de la reducción de pérdidas no técnicas en República Dominicana requiere avanzar de manera simultánea en el robustecimiento del mecanismo de cálculo y seguimiento de las pérdidas (con énfasis en la desagregación entre pérdidas técnicas y no técnicas, la homogeneización de criterios entre empresas y la generación de estimaciones verificables y comparables en el tiempo), así como en la mejora de la calidad, consistencia y trazabilidad de los datos de medición, facturación y cobro, incorporando validaciones cruzadas y auditorías selectivas basadas en el balance de energía como eje metodológico. A ello se suma la necesidad de dotar al marco regulatorio de señales más claras, mediante la incorporación de incentivos y, eventualmente, mecanismos sancionatorios efectivos que alineen la gestión empresarial con los objetivos de reducción de pérdidas, superando un enfoque centrado principalmente en compromisos programáticos y seguimiento administrativo. Asimismo, se destaca la importancia de

profundizar la cooperación interinstitucional, en particular entre la Superintendencia de Electricidad (SIE), la Procuraduría General Adjunta para el Sistema Eléctrico (PGASE) y las empresas distribuidoras, mediante protocolos claros de intercambio de información que faciliten la detección, investigación y persecución del fraude eléctrico, considerando que la experiencia dominicana evidencia que, en ausencia de señales económicas y coercitivas suficientemente estructuradas, la gestión de las pérdidas no técnicas tiende a descansar en gran medida en la voluntad institucional y en las capacidades de gestión de los actores, lo que limita la sostenibilidad de los avances logrados.



Uruguay cuenta con un sistema eléctrico donde la distribución y comercialización está fuertemente concentrada la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) (empresa pública), mientras que la operación del mercado mayorista se articula a través de la institucionalidad sectorial definida por la reforma eléctrica (incluida la Administración del Mercado Eléctrico, ADME) y la supervisión regulatoria de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) en materias de su competencia.

La ley que estructura la URSEA explicita como objetivo regulatorio la “aplicación de tarifas que tomen en consideración la evolución de los costos y otros criterios técnicos” (sin perjuicio de los lineamientos de política tarifaria del Poder Ejecutivo). Para fines de control y consistencia técnica, el marco también contempla el uso de normas y procedimientos técnicos asociados a medición y facturación, que son particularmente relevantes para la gestión de pérdidas no técnicas (por ejemplo, reglas de medición, control de medidores y reconexión). En la práctica, el reconocimiento de costos en tarifa (incluyendo componentes asociados a

compra/abastecimiento de energía, operación y la gestión de red y clientes) se revisa en los procesos de ajuste tarifario definidos por la autoridad. Asimismo, la arquitectura de control de URSEA incluye facultades para requerir información a operadores para cumplir sus cometidos y sancionar el incumplimiento a requerimientos de información o el entorpecimiento de su labor de contralor.

Más allá del tratamiento tarifario, el marco institucional habilita sanciones administrativas por incumplimientos asociados a la prestación del servicio, seguridad/calidad, y, crucialmente para PNT, contravenciones a normas y procedimientos técnicos de medición y facturación, control y uso de medidores y reconexión. Adicionalmente, destaca la experiencia en regularización/inclusión implementadas por UTE, como programas de regularización voluntaria (sin sanción si el cliente mantiene regularidad por un período) y facilidades de pago (por ejemplo, financiamiento en cuotas).

En el combate a PNT, los instrumentos típicos incluyen inspección de instalaciones, regularización de suministros, acciones sobre medición/facturación y, cuando corresponda, procedimientos de suspensión/reconexión conforme a normativa técnica y protecciones al usuario. La ley de URSEA reconoce expresamente el ámbito de medición, facturación y reconexión como materia regulable/controlable, lo que constituye el soporte normativo para prácticas consistentes en control de PNT.

Para avanzar en reducción de PNT, el caso uruguayo sugiere fortalecer (i) el uso sistemático de herramientas de medición/telemedición y analítica para detección temprana, (ii) mecanismos de regularización con enfoque social y territorial (evitando recaer solo en sanción), y (iii) trazabilidad pública mínima de indicadores que permita monitoreo comparativo (sin comprometer datos sensibles), apoyándose en las potestades

de requerimiento de información y control técnico ya contempladas en el marco institucional.

A modo de síntesis de esta revisión internacional, la Tabla A.1 (en Anexo A) presenta el resumen del contexto regulatorio relacionado a las PNT en cada uno de los países bajo estudio.



05

CLASIFICACIÓN DE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

El levantamiento de información evidenció que las distribuidoras disponen de un arsenal heterogéneo de herramientas para abordar el consumo no registrado, las cuales varían significativamente en términos de costo, complejidad tecnológica y enfoque. Sin embargo, estas herramientas no operan de manera aislada; en la práctica, su efectividad depende de cómo se articulan dentro de una estrategia integral.

Con el fin de sistematizar la experiencia comparada y facilitar la navegación del lector, el estudio ha desarrollado una taxonomía que organiza estas medidas en tres ejes de intervención. Esta clasificación no es arbitraria, sino que responde a la lógica secuencial necesaria para gestionar una pérdida: primero se requiere visibilidad, luego capacidad de control y, finalmente, mecanismos de sostenibilidad.

La Fig. 2 ilustra contextualmente este marco de análisis, donde cada eje agrupa medidas que comparten un objetivo operativo común y una naturaleza funcional distintiva:

- **Eje 1:** Inteligencia y Detección (Visibilidad). Agrupa aquellas medidas cuyo atributo principal es el procesamiento de información para identificar y localizar anomalías. Su función no es detener el fraude per se, sino dirigir eficientemente los recursos operativos hacia donde este ocurre. Aquí se incluyen desde los balances de energía hasta la analítica avanzada de datos.
- **Eje 2:** Control y Desincentivo (Contención). Reúne las medidas de carácter físico y coercitivo para desincentivar las alteraciones de la red. Su característica distintiva es que buscan elevar el costo y la dificultad de cometer fraude, ya sea mediante barreras tecnológicas (blindaje, medición inteligente) o mediante la fiscalización en terreno (inspecciones y gestión del factor humano).
- **Eje 3:** Regularización y Sostenibilidad (Integración). Comprende las iniciativas orientadas a transformar al usuario irregular en un cliente formal. A diferencia de las anteriores, estas medidas abordan las barreras económicas y sociales de acceso, buscando soluciones comerciales y comunitarias que hagan viable el pago del servicio en el tiempo.



El levantamiento de información evidenció que las distribuidoras disponen de un arsenal heterogéneo de herramientas

Los capítulos siguientes desglosan cada uno de estos ejes, analizando en detalle las herramientas específicas que los compo-

nen, sus requisitos de implementación y la evidencia de su aplicación en las empresas consultadas.



Fig. 2. Taxonomía de las medidas de gestión de PNT según sus ejes de intervención: detección, control e inclusión social.



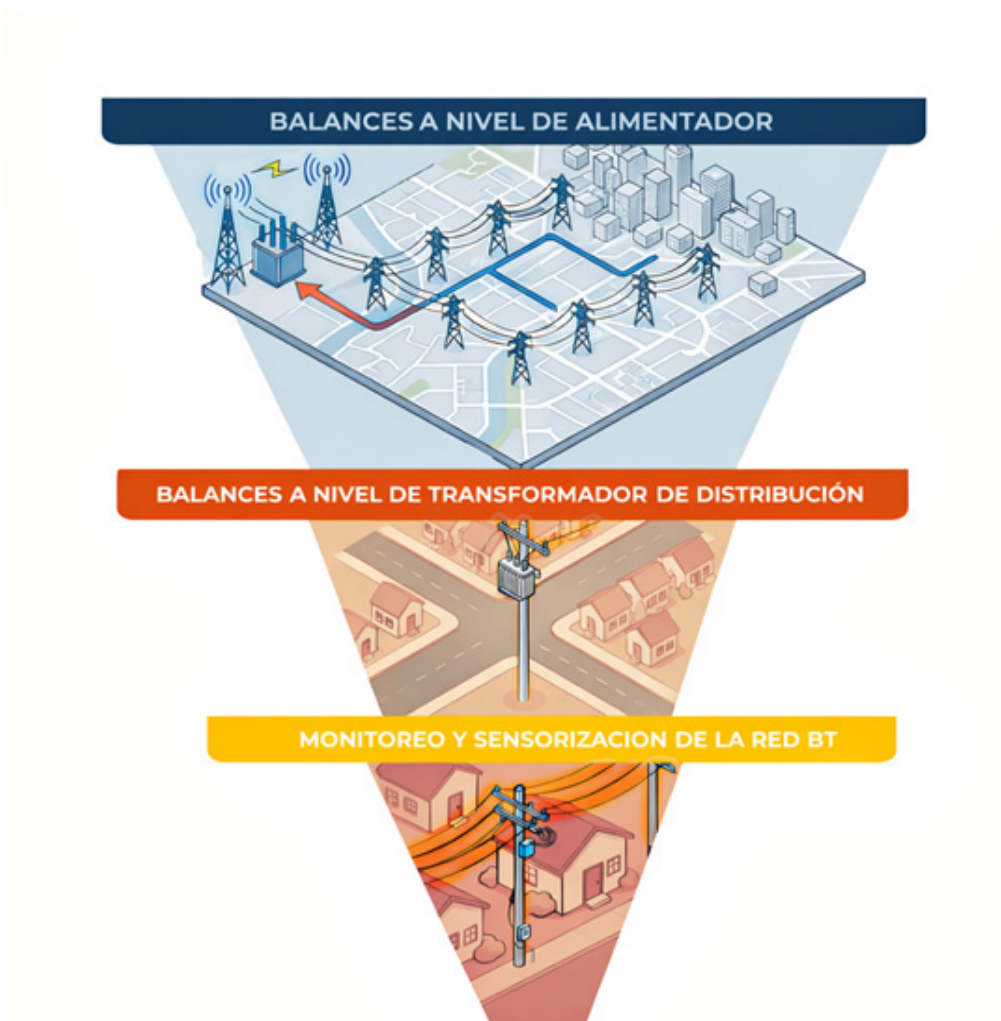
06

EJE 1: DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

Las pérdidas no técnicas se caracterizan por su heterogeneidad, su variabilidad espacial y su dinámica en el tiempo. A diferencia de las pérdidas técnicas, no se distribuyen de manera uniforme en la red ni responden a patrones estables de carga. En este contexto, la detección y localización de pérdidas constituye el primer eslabón de cualquier estrategia empresarial de reducción de pérdidas no técnicas. Sin información precisa sobre dónde, cómo y en qué magnitud se producen las pérdidas, las acciones posteriores de inspección, sanción, inversión o regularización tienden a ser ineficientes. Así, el objetivo es reducir la incertidumbre sobre el origen y la magnitud de las pérdidas, per-

mitiendo focalizar recursos allí donde el impacto es mayor.

Las estrategias de detección han evolucionado significativamente en las últimas décadas. Tradicionalmente, se apoyaban en inspecciones aleatorias y denuncias, con altos costos operativos y acotados niveles de efectividad. Progresivamente, estos enfoques han sido complementados por herramientas analíticas y tecnológicas que permiten pasar de una detección reactiva a una detección predictiva y focalizada. Esta evolución ha posibilitado concentrar los esfuerzos de inspección en zonas con mayor probabilidad de pérdidas no técnicas, redu-



ciendo la necesidad de operativos masivos y aumentando la efectividad de las intervenciones en terreno.

En términos operativos, las medidas de detección y localización pueden entenderse como un proceso de acotamiento progresivo del área de búsqueda, que avanza desde niveles agregados del sistema hacia niveles cada vez más específicos. Este proceso suele iniciarse en la subestación y los alimentadores, continúa a nivel de trans-

formadores y circuitos de baja tensión, y culmina en la identificación de clientes o conexiones específicas, apoyándose en información de medición, balances energéticos y, en etapas más avanzadas, en la telemetría del usuario final. Esta lógica de aumento gradual de la resolución permite reducir sistemáticamente el radio de inspección, mejorar la eficiencia de las acciones en terreno y sentar las bases para intervenciones posteriores más precisas y efectivas.

6.1. ANÁLISIS Y SEGMENTACIÓN DE PÉRDIDAS A NIVEL DE RED

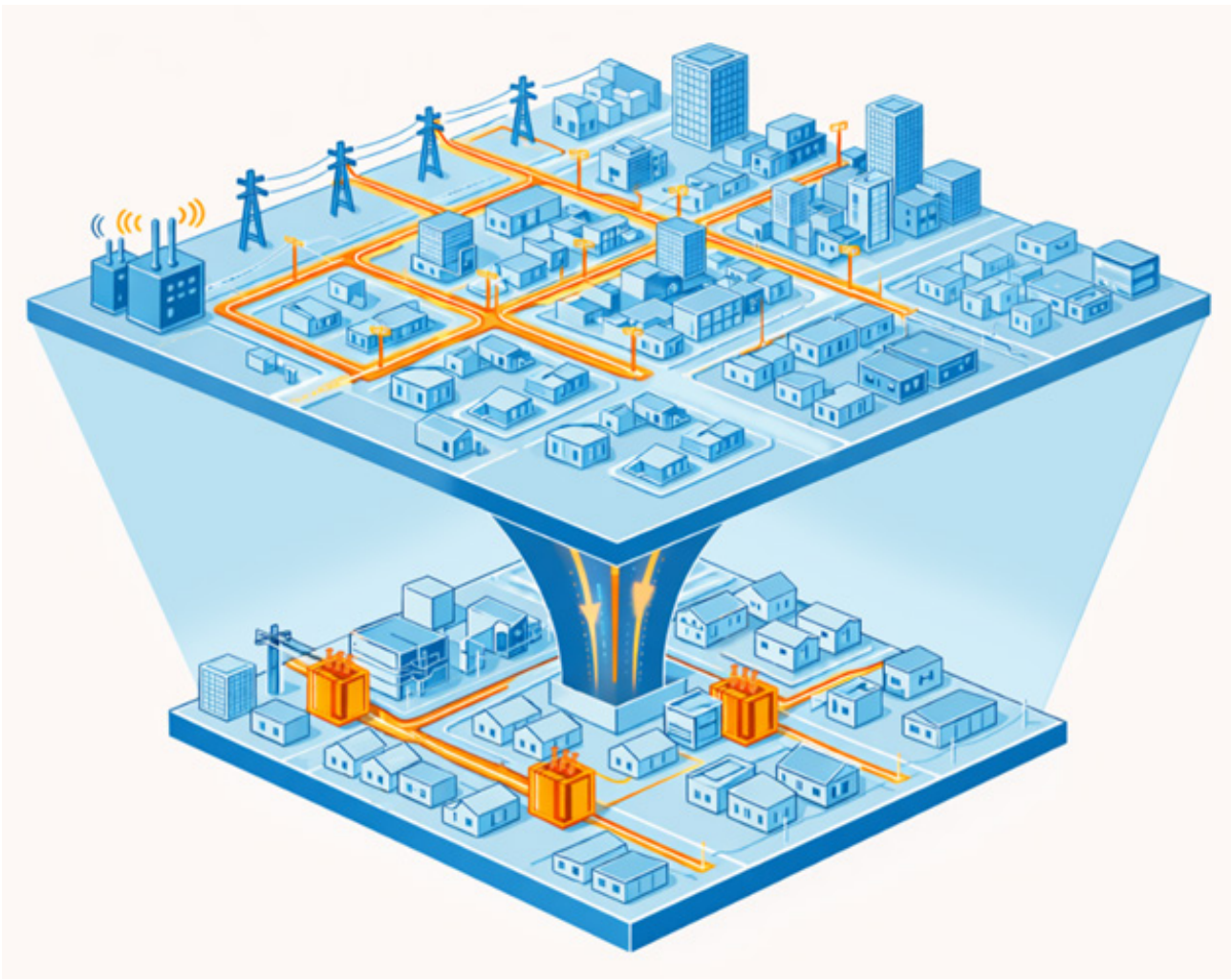
Los balances energéticos constituyen una de las herramientas centrales para la detección y localización de pérdidas no técnicas. Aplicados a distintos niveles de la red, permiten avanzar progresivamente desde análisis agregados hacia ámbitos territoriales cada vez más acotados. En este marco, los balances a nivel de alimentador y a nivel de transformador de distribución representan dos escalones sucesivos dentro de una misma lógica de segmentación, diferenciándose principalmente por la resolución espacial y el grado de focalización que habilitan.

6.1.1. Balances a nivel de alimentador

Los balances energéticos en subestaciones y alimentadores se apoyan en sistemas de medición y telemetría instalados en la salida de las subestaciones, típicamente en la cabecera de los alimentadores de media tensión. Estos dispositivos miden variables eléctricas como corriente, tensión y energía, permitiendo cuantificar los flujos que ingresan a cada circuito y compararlos con la energía registrada aguas abajo, usualmente a partir de información de facturación agregada, sin identificar aún a usuarios o conexiones individuales. Esta medición de frontera constituye el punto de partida del análisis de pérdidas no técnicas dentro de una lógica de segmentación progresiva de la red, ya que entrega una primera estimación del nivel de pérdidas y permite una acotación inicial del área de análisis. En la práctica, esta primera segmentación cumple un rol clave en la orientación de análisis poste-

riores, al permitir identificar qué alimentadores justifican descender a niveles de mayor resolución, como la realización de balances energéticos a nivel de transformador, así como focalizar campañas de inspección en sectores amplios de la red, optimizando el uso de recursos técnicos y de inversión.

Si bien el concepto general de balance energético a nivel de alimentador es relativamente homogéneo, las entrevistas muestran algunos matices relevantes en su implementación práctica entre distribuidoras. En su forma más tradicional, empresas como SECHEEP o Electro Dunas se apoyan en medición física en la cabecera de los alimentadores, utilizando estos circuitos como unidades agregadas de análisis para obtener una primera señal sobre el nivel de pérdidas. Otras distribuidoras, como CVC Energía o Centrosur, han avanzado incorporando una mayor profundidad analítica, ya sea mediante medición adicional en puntos intermedios de la red o a través de una diferenciación explícita entre balances de carácter macro, asociados al alimentador primario, y balances de carácter micro, que descienden hacia niveles más localizados de la red. En este contexto, un matiz relevante es la decisión de aumentar la resolución del balance descendiendo al nivel del transformador de distribución, como respuesta a las limitaciones inherentes del alimentador para acotar zonas con alta heterogeneidad interna, lo que da paso naturalmente a la siguiente capa de análisis.



6.1.2. Balances a nivel de transformador de distribución

Los balances energéticos en transformadores de distribución constituyen un siguiente nivel de resolución dentro del proceso de segmentación de pérdidas no técnicas, al comparar la energía entregada por un transformador con la suma de la energía facturada a los clientes conectados a él. Esto permite acotar el análisis a un ámbito territorial más reducido que el que habilita el balance a nivel de alimentador, aunque implica mayores requerimientos de inversión, instalación y mantenimiento de equipos de medición. En la práctica, si bien el balance a nivel de transformador aún no identifica al cliente individual con pérdidas no técnicas, reduce de manera significativa el universo de análisis y habilita acciones operativas más precisas, como la priorización de cuadrillas en sectores específicos, la activación de inspeccio-

nes focalizadas, el uso dirigido de analítica avanzada sobre un conjunto acotado de clientes y la planificación de intervenciones técnicas o comerciales en torno a un activo de red común.

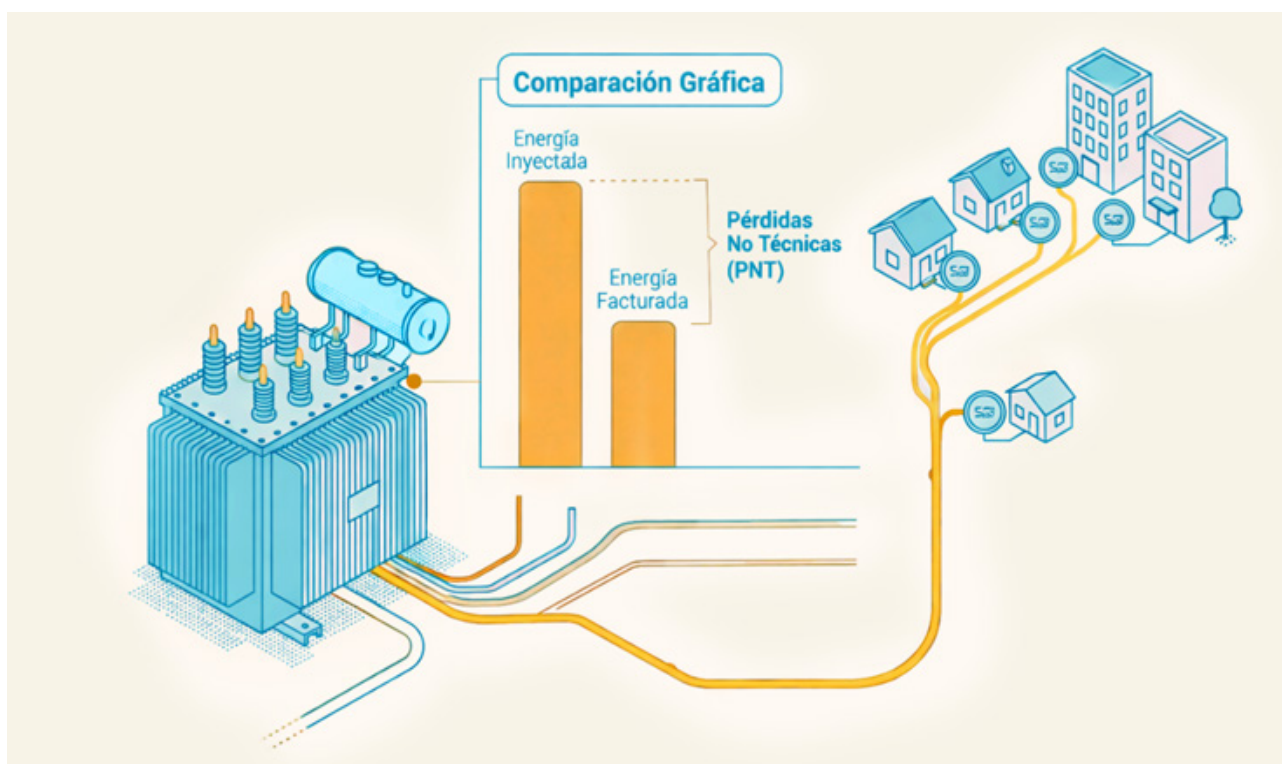
A nivel de transformador de distribución, los matices entre distribuidoras son más pronunciados, tanto en términos tecnológicos como operativos. Empresas como EPM, Electro Dunas y DELSUR han apostado por el enfoque tradicional consistente en la instalación de medidores totalizadores fijos con telemetría para construir balances sistemáticos y alimentar esquemas de priorización e inteligencia en fraude; otras han desarrollado usos específicos del dato. EPEC, por su parte, utiliza la telemetría en subestaciones transformadoras principalmente como respaldo técnico y probatorio para demostrar la existencia de pérdidas reales y habilitar el cobro de energía no facturada. Si

bien este nivel de medición entrega una resolución significativamente mayor y permite una focalización más precisa de los recursos operativos, también implica un despliegue intensivo de dispositivos distribuidos en terreno, lo que no solo conlleva mayores costos de inversión y operación, sino también una mayor exposición al vandalismo, incluyendo el robo de equipos, de conductores y daños intencionales a los dispositivos instalados en la vía pública. Frente a estas limitaciones, algunas distribuidoras han explorado esquemas intermedios, como CENS, que utiliza equipos de medición portátiles instalados de forma temporal para construir balances por sector y luego rotar la medición a otros puntos de la red, reduciendo la inversión permanente y la exposición al vandalismo. En este mismo contexto, UTE ha desarrollado microbalances virtuales basados en modelos eléctricos, perfiles de tensión e impedancias, que permiten estimar pérdidas y orientar inspecciones sin requerir la instalación masiva de equipos en la calle.

Un desafío emergente que comienza a afectar la confiabilidad de los balances a nivel de transformador es la expansión de la autogeneración a pequeña escala y otras formas

de generación distribuida. Cuando un cliente inyecta energía a la red, los macromedidores convencionales —diseñados para registrar flujo unidireccional— distorsionan el balance del transformador, generando señales falsas o tardías sobre pérdidas no técnicas y dificultando la correcta priorización de intervenciones. Este fenómeno impone costos no previstos a las distribuidoras: la sustitución anticipada de equipos que aún no han cumplido su vida útil y visitas de inspección adicionales que no son reconocidas ni remuneradas por el regulador.

Colombia ilustra con claridad esta tensión. Desde la habilitación de la autogeneración a pequeña escala mediante la Resolución CREG 030 de 2018, el crecimiento sostenido de estos esquemas ha comenzado a erosionar la calidad de los balances energéticos en aquellos transformadores donde la macromedición existente no es bidireccional ni horaria. La distribuidora EDEQ ha identificado este problema como una fuente de ineficiencias operativas y de información, señalando la necesidad de que el marco regulatorio reconozca explícitamente los costos asociados a la adecuación de la infraestructura de medición frente a la penetración creciente de generación distribuida.



6.1.3. Monitoreo y sensorización de la red de baja tensión

El monitoreo con sensores en baja tensión constituye el último nivel de observación de la red antes de pasar al análisis del cliente individualizado. Esta medida consiste en la incorporación de dispositivos de medición o sensorización instalados aguas abajo del transformador de distribución, con el objetivo de observar el comportamiento eléctrico de los circuitos de baja tensión y volver a acotar las pérdidas no técnicas en un ámbito aún más reducido. A través de esta instrumentación es posible identificar sobrecargas, desequilibrios de fases, corrientes anómalas o eventos asociados a intervenciones físicas en sectores específicos de la red de baja tensión, habilitando una focalización aún más precisa de las acciones posteriores en comparación con las medidas aplicadas aguas arriba. La información generada permite priorizar ramales para inspección, activar alertas tempranas ante manipulaciones en la red y reducir el universo de clientes a analizar mediante herramientas analíticas más avanzadas.



Las entrevistas muestran que el monitoreo con sensores en baja tensión responde a una misma necesidad de acotación progresiva del problema, aunque mediante mecanismos distintos. Algunas distribuidoras utilizan la sensorización para acotar espacialmente la red, subdividiendo físicamente el área abastecida por un transformador. ESSA instalan dispositivos de medición en ramales de baja tensión para observar corrientes y cargas por tramo, permitiendo identificar en qué brazos del circuito se concentran desequilibrios o pérdidas y reducir el universo de clientes a inspeccionar. Otras distribuidoras utilizan la sensorización como una herramienta de acotación operativa, orientada a identificar eventos o comportamientos anómalos que justifican una intervención. En este plano, Enel Colombia incorpora sensores y equipos de telemedida con analítica de señales de corriente y tensión para detectar alteraciones asociadas a puentes o derivaciones ilegales, mientras que SECHEEP, EDP y Enel Brasil priorizan esquemas de monitoreo más continuo, capturando información con resolución horaria o mediante alarmas sobre flujos eléctricos y eventos operativos. En todos los casos, la sensorización en baja tensión busca reducir el ámbito de análisis antes de descender al nivel del cliente individual.



El monitoreo con sensores en baja tensión constituye el último nivel de observación de la red

6.2. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE PÉRDIDAS A NIVEL DE CLIENTE

Mientras las medidas analizadas en la sección anterior buscan acotar progresivamente el ámbito de análisis a nivel de red, las herramientas presentadas a continuación se orientan a identificar el origen concreto de las pérdidas no técnicas a nivel del cliente individual. En esta etapa, el foco se desplaza desde la observación de activos y circuitos hacia la reducción de la incertidumbre sobre suministros específicos, apoyándose en un repertorio diverso de medidas que utilizan distintos tipos de información y grados de intervención. Estas herramientas no constituyen una secuencia única ni excluyente, sino que son combinadas por las distribuidoras de acuerdo con su contexto operativo, tecnológico y regulatorio, con el objetivo de priorizar, verificar y confirmar casos individuales de pérdidas no técnicas.

6.2.1. Agregación y análisis de perfiles de consumo

La agregación y análisis de perfiles de consumo en baja tensión es una medida analítica orientada a identificar pérdidas no técnicas mediante la comparación del comportamiento de consumo de un cliente con patrones de referencia construidos a partir de grupos similares. La lógica subyacente es que clientes con características comparables, como ubicación, tipo de tarifa, estrato socioeconómico o giro de actividad, deberían exhibir curvas de consumo coherentes entre sí. A partir de información histórica de facturación o de medición más granular cuando está disponible, las distribuidoras construyen perfiles típicos de consumo y detectan desviaciones significativas, tales



como caídas abruptas, consumos persistentemente bajos, perfiles planos o comportamientos inconsistentes con el grupo de referencia. Esta medida no confirma por sí sola la existencia de fraude, pero permite identificar suministros con mayor probabilidad de pérdidas no técnicas y priorizarlos para análisis posterior, reduciendo el universo de clientes a revisar y mejorando la eficiencia de las acciones de control.

Al tratarse de herramientas analíticas basadas en el uso de datos de consumo, la agregación y análisis de perfiles en baja tensión admite distintos grados de profundización según las prioridades estratégicas y los recursos disponibles de cada distribuidora, que se expresan principalmente en el nivel de sofisticación analítica aplicado, la granularidad de la información disponible y el conjunto de variables utilizadas para construir los perfiles de referencia. Algunas empresas estructuran este análisis a partir de comparaciones históricas y segmentaciones basadas en el comportamiento observado del cliente o de grupos acotados como referencia; en este enfoque se ubican experiencias como las de EDEA y Electro Dunas, que priorizan la identificación de quiebres relevantes de consumo o variaciones porcentuales significativas respecto del histórico, así como casos como EEQ, que organiza los perfiles a partir de la estratificación socioeconómica y el análisis de consumos agregados por estrato utilizando historiales de facturación de los últimos doce meses. Otras distribuidoras avanzan hacia esquemas de agrupación estadística, donde los perfiles de referencia se construyen mediante la identificación de grupos de clientes con comportamientos similares; Centrosur y EPEC, por ejemplo, emplean técnicas de clustering y métricas estadísticas para definir curvas típicas de consumo y detectar desviaciones fuera de rangos esperados, facilitando su incorporación directa en los procesos de priorización operativa. Finalmente, algunas empresas integran el análisis de perfiles de consumo dentro de plataformas de análisis de datos

más amplias, incorporando variables adicionales como antecedentes de inspección, reincidencia, comportamiento de pago o eventos comerciales, junto con herramientas de minería de datos para refinar la identificación de consumos atípicos; en este grupo se encuentran experiencias como las de Enel Brasil, SAESA y EEGSA.

6.2.2. Analítica avanzada para la identificación y priorización de pérdidas no técnicas

La analítica avanzada comprende un conjunto de herramientas y enfoques orientados a apoyar la toma de decisiones operativas en la gestión de pérdidas no técnicas, mediante la estimación sistemática del riesgo asociado a cada suministro individual. Su objetivo central es maximizar la efectividad de las inspecciones en campo, optimizando la asignación de recursos de control y fiscalización a partir de la priorización de aquellos casos donde la probabilidad y el impacto potencial de una pérdida no técnica son mayores. Para ello, estos sistemas integran múltiples fuentes de información y las traducen en indicadores de riesgo o puntuaciones relativas, que permiten abandonar progresivamente esquemas de inspección aleatoria o por barrido y focalizar las intervenciones donde existe mayor probabilidad de hallazgo y recuperación de energía.

A diferencia de la agregación y análisis de perfiles de consumo, que se basa principalmente en contrastar el comportamiento de un cliente con patrones de referencia para identificar desviaciones relevantes, la analítica avanzada combina señales de diversa naturaleza, históricas, técnicas, comerciales y operativas, para construir una evaluación más integral del riesgo a nivel individual. Mientras los perfiles permiten detectar consumos atípicos dentro de un grupo comparable, la analítica avanzada busca jerarquizar los casos considerando simultáneamente la probabilidad de ocurrencia de la pérdida, su magnitud esperada y la efectividad poten-

cial de la intervención. En este proceso, los perfiles de consumo pueden constituir uno de los insumos del análisis, aunque la analí-

tica avanzada puede operar tanto apoyándose en ellos como integrando otras fuentes de información de manera independiente.



En la práctica, la analítica avanzada no constituye una medida puntual ni una tecnología específica, sino una arquitectura de decisión que puede adoptar configuraciones muy diversas. Estas diferencias se manifiestan en el nivel de sofisticación analítica aplicado, la granularidad temporal de los datos disponibles, el tipo y número de variables incorporadas y el grado de integración de los modelos con los procesos operativos de inspección y control. Más que una solución única, la analítica avanzada agrupa un conjunto de enfoques y diseños analíticos que pueden analizarse a lo largo de distintas dimensiones, que se presentan a continuación.

6.2.2.1. Lógica de funcionamiento

La analítica avanzada en la gestión de pérdidas no técnicas se basa en asignar a cada suministro individual una estimación de riesgo, habitualmente expresada en forma de un puntaje o score, que refleja tanto la probabilidad de que existan pérdidas no técnicas como su magnitud esperada. Este enfoque permite orientar las decisiones operativas de recuperación hacia aquellos casos que combinan una mayor probabilidad de fraude con un mayor volumen de energía potencial-

mente recuperable. Dicho puntaje se construye a partir del procesamiento conjunto de múltiples señales asociadas al consumo individual, que pueden incluir información histórica de consumo, eventos técnicos, antecedentes comerciales y resultados de inspecciones previas. En términos generales, las experiencias reportadas por las distribuidoras muestran que la implementación de medidas de analítica avanzada se estructura como un ciclo compuesto por cuatro etapas: la ingesta y consolidación de información relevante, el procesamiento analítico de estos datos, la asignación de un indicador de riesgo que permite jerarquizar los suministros, y la retroalimentación del sistema a partir de los resultados obtenidos en terreno.

En una primera etapa, la analítica avanzada se apoya en la recolección e integración de información necesaria para construir un perfil informativo del suministro individual, que constituye el cimiento sobre el cual se desarrollan las etapas posteriores del modelo. En esta fase, las distribuidoras buscan consolidar datos que históricamente se encontraban distribuidos en distintos sistemas, combinando información de consumo, eventos

técnicos provenientes de medidores o sistemas de telemedida, antecedentes comerciales y de comportamiento del cliente y, en algunos casos, información no estructurada generada en terreno, como observaciones de los lectores o registros visuales. Las entrevistas muestran que, más que avanzar indefinidamente hacia la incorporación de un mayor número de variables, los esfuerzos más efectivos se concentran en mejorar la calidad, consistencia y correcta clasificación de la información disponible. En este sentido, la digitalización de procesos comerciales y técnicos aparece como un habilitador clave, ya que grandes volúmenes de datos incompletos, mal clasificados o inconsistentes no solo degradan el desempeño de los modelos, sino que también pueden limitar el uso de enfoques analíticos más complejos.

Sobre esta base, la etapa de procesamiento toma la información consolidada en la fase anterior y la transforma en señales analíticas que permiten estimar el riesgo asociado a cada suministro. En esta instancia, los datos dejan de ser descriptivos y comienzan a ser interpretados mediante distintos enfoques analíticos, cuyo grado de complejidad varía según la madurez organizacional, la calidad de la información disponible y los objetivos operativos perseguidos. En los niveles iniciales, el procesamiento se apoya en reglas heurísticas o lógicas descriptivas, donde ciertas combinaciones de variables activan alertas predefinidas, como caídas abruptas de consumo o comportamientos atípicos respecto del histórico. A medida que aumenta la capacidad analítica, estas reglas fijas dan paso a esquemas estadísticos que agrupan suministros comparables y detectan desviaciones significativas respecto de curvas típicas o grupos de referencia. En los enfoques más avanzados, el procesamiento se basa en modelos predictivos entrenados con históricos de inspecciones, que aprenden patrones asociados a casos confirmados de pérdidas no técnicas y estiman probabilidades de ocurrencia a partir de múltiples señales combinadas. Más allá de la técnica específica utilizada, las experien-

cias recogidas muestran que el propósito central de esta etapa es convertir información compleja y heterogénea en una señal sintética y comparable entre suministros, capaz de alimentar los mecanismos de priorización operativa. Asimismo, las entrevistas destacan que la adopción de enfoques más sofisticados no es un requisito inicial, y que muchas organizaciones comienzan con modelos simples, evolucionando progresivamente en la medida en que fortalecen la calidad del dato, consolidan bases históricas confiables y desarrollan capacidades internas para interpretar y utilizar los resultados del procesamiento analítico.

La producción del scoring constituye el principal resultado del procesamiento analítico en la gestión de pérdidas no técnicas y se materializa en la asignación de un puntaje o probabilidad relativa a cada suministro individual. Este output no expresa una certeza binaria de fraude, sino una estimación probabilística que permite clasificar y ordenar los casos según distintos criterios de riesgo. En su formulación más básica, el score expresa la probabilidad de que un suministro presente una pérdida no técnica; mientras que en otros esquemas el puntaje incorpora además una estimación del impacto potencial en términos de energía recuperable, integrando en una sola métrica consideraciones técnicas y económicas para orientar la priorización de intervenciones. De este modo, la analítica no se limita a señalar comportamientos anómalos, sino que transforma la información procesada en un criterio explícito de decisión operativa, que sirve de base para seleccionar, ordenar y focalizar las acciones de control en el terreno.

Finalmente, el proceso se completa mediante mecanismos de retroalimentación, en los cuales los resultados de las inspecciones en terreno se reincorporan al sistema como información validada, permitiendo contrastar las predicciones del modelo con la realidad operativa. Esta retroalimentación habilita el ajuste progresivo de reglas, ponderaciones o modelos analíticos, ya sea corrigiendo fal-

sos positivos, refinando el puntaje asignado a determinados perfiles o recalibrando los algoritmos con nuevos datos etiquetados. Las experiencias reportadas muestran que este aprendizaje puede operar a distintos niveles, desde ajustes simples para evitar reinspecciones innecesarias hasta esquemas de reentrenamiento continuo basados en grandes volúmenes de inspecciones históricas. Sin este ciclo, los modelos tienden a volverse rápidamente obsoletos frente a cambios en los patrones de consumo y en las modalidades de fraude.

6.2.2.2. Datos y variables utilizadas

La analítica avanzada para la detección de pérdidas no técnicas se apoya en la construcción de modelos multidimensionales que trascienden el análisis exclusivo del consumo de energía y combinan variables de distinta naturaleza. Las experiencias recogidas muestran que las distribuidoras integran, en distintas combinaciones, información histórica de consumo, datos técnicos provenientes de la medición y la operación de la red, antecedentes comerciales y de comportamiento del cliente, así como variables externas y datos no estructurados.

En la base de estos modelos se encuentran las variables de patrón de consumo, orientadas a identificar anomalías respecto del historial del propio suministro o de grupos comparables. Entre las más utilizadas se incluyen indicadores derivados de la curva de consumo, como caídas abruptas o quiebres relevantes, consumos persistentemente planos, lecturas de consumo cero en suministros activos y desviaciones significativas respecto del promedio de clientes con características similares, definidos por ubicación, tarifa o estrato socioeconómico. Estas variables no constituyen el resultado del análisis, sino insumos analíticos que alimentan los modelos de riesgo, y representan el punto de partida de la mayoría de los esquemas de analítica avanzada, incluso en contextos con baja disponibilidad tecnológica.

Para las distribuidoras que cuentan con medición inteligente o sistemas de teledatada, adquieren relevancia las variables técnicas y de eventos, que permiten incorporar señales físicas del estado del suministro. Estas incluyen alarmas del medidor asociadas a aperturas, cortes o manipulaciones, secuencias de eventos eléctricos, y parámetros como tensión y corriente medidos en alta frecuencia. El uso de este tipo de información habilita una detección más temprana y precisa de intervenciones físicas, y en algunos casos permite analizar no solo eventos aislados, sino patrones temporales o secuenciales asociados a modalidades específicas de fraude.

Otro conjunto clave corresponde a las variables comerciales y de comportamiento, que buscan capturar la relación entre la propensión a irregularidades y la conducta administrativa del cliente. Entre ellas se incluyen el historial de deuda y mora, la reincidencia en inspecciones con hallazgo, los cambios frecuentes de titularidad del suministro y la clasificación del cliente según su uso o actividad económica. Las entrevistas subrayan que inconsistencias en esta información, como suministros comerciales registrados como residenciales, giros económicos mal definidos o historiales administrativos incompletos, pueden degradar significativamente el desempeño de los modelos, al introducir ruido y sesgos que dificultan la correcta interpretación de los patrones de consumo.

En esquemas más avanzados, las distribuidoras incorporan además variables exógenas y datos no estructurados, ampliando el alcance del análisis. Esto incluye información climática y estacional, datos geoespaciales vinculados al entorno del suministro, observaciones textuales registradas por personal de campo, e incluso el procesamiento automatizado de imágenes de medidores o instalaciones. Estas fuentes permiten enriquecer el contexto del análisis y capturar señales que no se reflejan directamente en los registros de consumo.

6.2.2.3. Niveles de sofisticación analítica y enfoques de modelado

La experiencia en el procesamiento analítico en la detección de pérdidas no técnicas muestra un abanico de enfoques que van desde reglas simples hasta modelos avanzados de aprendizaje automático, y cuya elección depende en gran medida de la calidad de los datos disponibles, las capacidades internas de la organización y los objetivos de cada distribuidora.

En un primer nivel, el procesamiento se apoya en reglas de negocio y enfoques heurísticos, donde la detección de casos se basa en disparadores predefinidos derivados de la experiencia operativa. En estos esquemas, el análisis consiste en aplicar umbrales simples sobre variables de consumo, como caídas abruptas, consumos nulos o variaciones inusuales respecto del historial reciente. Este tipo de enfoque ha sido utilizado por distribuidoras como EDEA, EDESA o Electro Dunas, y permite ordenar inspecciones sin requerir modelos complejos ni grandes volúmenes de datos, siendo frecuente como punto de partida en procesos de adopción de analítica.

Un segundo nivel corresponde a enfoques estadísticos y de agrupamiento, donde el procesamiento deja de basarse en reglas fijas y pasa a comparar el comportamiento de cada suministro con el de grupos de referencia definidos por criterios como ubicación, estrato o tipo de cliente. Mediante técnicas como clustering o análisis de desviaciones, se identifican suministros que se apartan significativamente del comportamiento esperado de sus pares. Experiencias como las de Centrosur y EPEC muestran que este enfoque puede ser especialmente útil cuando la calidad del dato no permite entrenar modelos predictivos más avanzados, ofreciendo una solución operativamente robusta para detectar anomalías relevantes.

En un nivel más avanzado, el procesamiento incorpora modelos predictivos basados en

aprendizaje automático, que utilizan históricos de inspecciones con resultado conocido para estimar la probabilidad de pérdida no técnica a nivel individual. Aquí se incluyen algoritmos evolutivos, modelos híbridos y técnicas de minería de datos que permiten identificar patrones más complejos que no son evidentes mediante análisis descriptivos. Casos como los de Grupo EPM, EEGSA o Enel Colombia ilustran cómo estos modelos pueden mejorar la efectividad de las inspecciones, aunque también requieren mayores capacidades internas para su diseño, operación y ajuste continuo.

Finalmente, algunas distribuidoras han avanzado hacia esquemas de analítica profunda, incorporando redes neuronales y el procesamiento de datos más complejos, como secuencias de eventos, texto o imágenes. Experiencias como las de UTE, Enel Brasil o SAESA muestran que estos enfoques permiten abordar modalidades de fraude más sofisticadas, pero también que la mejora del desempeño no siempre pasa por modelos más grandes o complejos. En varios casos, los aprendizajes han llevado a simplificar arquitecturas, reducir variables y concentrarse en aquellas señales que aportan mayor valor operativo.

6.2.2.4. Integración operativa y desempeño en terreno

La efectividad de la analítica avanzada no depende únicamente de la calidad de los modelos o de las variables utilizadas, sino de su adecuada integración con los procesos operativos de inspección y control. Las entrevistas coinciden en que, sin una conexión fluida entre el análisis analítico y la ejecución en terreno, incluso los mejores esquemas de scoring pierden valor y tienden a degradarse en resultados marginales.

Un primer elemento crítico es la digitalización end-to-end del proceso. Varias distribuidoras reportan que la eliminación de soportes manuales y la trazabilidad completa de las órdenes de inspección son condiciones

necesarias para que la analítica genere impacto sostenido. La orden de trabajo debe derivarse directamente del scoring, llegar al dispositivo del técnico en campo con información contextual relevante, y retornar al sistema central con el resultado de la inspección de forma estructurada y oportuna. Esta trazabilidad no solo mejora la eficiencia operativa, sino que habilita la retroalimentación del modelo y la validación de su desempeño.

En segundo lugar, la analítica avanzada modifica la forma en que se priorizan y organizan las inspecciones. En lugar de esquemas de barrido o selección aleatoria, las distribuidoras utilizan el scoring para construir listas de objetivos priorizadas y, en muchos casos, agruparlas geográficamente para optimizar rutas y tiempos de desplazamiento. Esta integración con herramientas logísticas permite aumentar la productividad de las cuadrillas, reducir tiempos muertos y maximizar la cantidad de casos revisados por jornada, manteniendo el foco en aquellos suministros con mayor valor esperado de recuperación.

Asimismo, las entrevistas destacan el valor de la analítica como herramienta de pre-diagnóstico operativo. En los esquemas más integrados, la información analítica no solo indica a qué suministro inspeccionar, sino que orienta sobre qué tipo de irregularidad es más probable encontrar, permitiendo a la cuadrilla preparar la intervención y reducir la incertidumbre en terreno. Este enfoque incrementa la tasa de acierto, acorta los tiempos de inspección y fortalece la solidez técnica y probatoria de los hallazgos.

6.2.2.5. Límites, desafíos y aprendizajes de la analítica avanzada

Las entrevistas realizadas permiten extraer un conjunto consistente de aprendizajes sobre el uso de la analítica avanzada en la gestión de pérdidas no técnicas, una herramienta que se encuentra en rápida expansión entre las distribuidoras, pero cuya

efectividad depende fuertemente de cómo se implementa. Más allá de las diferencias tecnológicas entre empresas, emergen lecciones transversales relacionadas con la calidad de los datos, el nivel de complejidad de los modelos, su integración con la operación en terreno y las decisiones estratégicas en torno al desarrollo y mantenimiento de estas capacidades. En conjunto, estos aprendizajes muestran que la analítica avanzada es proceso progresivo que requiere ajustes organizacionales, técnicos y operativos.

Una de las advertencias más reiteradas por las distribuidoras es la importancia crítica de la calidad de los datos como condición habilitante de la analítica avanzada. Las entrevistas señalan que la disponibilidad de historiales completos, consistentes y correctamente documentados de consumo, inspecciones y características del suministro resulta determinante para obtener resultados útiles. En varios casos, los intentos iniciales de implementar herramientas analíticas no alcanzaron el desempeño esperado precisamente por deficiencias en la base de datos, como registros incompletos, clasificaciones erróneas o falta de trazabilidad de los resultados de campo. En este contexto, las experiencias coinciden en que una mayor sofisticación algorítmica no logra compensar datos deficientes, y que el despliegue efectivo de analítica avanzada requiere, como paso previo, una sistematización y fortalecimiento de los procesos de captura, validación y gestión de la información.

Una segunda lección relevante compartida por las distribuidoras es que aumentar la complejidad del modelo o el número de variables consideradas no garantiza mejores resultados. Por el contrario, varias experiencias reportan un proceso de simplificación progresiva, orientado a identificar y retener únicamente aquellas variables que aportan poder predictivo real. Esta depuración de modelos excesivamente complejos ha permitido reducir ruido, mejorar la estabilidad de los resultados y facilitar su interpretación operativa. En este mismo sentido, la

selección y acotación de variables no solo responde a criterios técnicos de detección, sino también a una lógica económica explícita: los modelos más efectivos permiten estimar el valor esperado de la intervención y priorizar aquellos casos donde la recuperación potencial de energía justifica el esfuerzo operativo. Ello puede implicar una reducción en el número total de detecciones, acompañada de un aumento en la energía recuperada por inspección, lo que mejora la rentabilidad global del control de pérdidas.

Un tercer aprendizaje clave se relaciona con la integración efectiva de la analítica avanzada con la operación en terreno. Las entrevistas muestran que incluso modelos bien calibrados pierden rápidamente efectividad si no se encuentran plenamente integrados con los procesos de inspección y control que permiten capturar, sistematizar y reincorporar los resultados de campo para el reentrenamiento y ajuste continuo de los modelos. Esta retroalimentación operativa es esencial para recalibrar los puntajes de riesgo, reducir la incidencia de falsos positivos y evitar inspecciones redundantes. En este contexto, la digitalización de punta a punta, desde la generación del análisis hasta el registro estructurado del resultado de la inspección en terreno, aparece como una condición crítica para cerrar el ciclo analítico, tanto para asegurar la trazabilidad y calidad de la información recolectada como para garantizar su disponibilidad oportuna para los modelos analíticos.

Como cuarta lección derivada del análisis comparado, se concluye que, si bien la infraestructura de medición avanzada (AMI) potencia significativamente la detección de irregularidades mediante el análisis de curvas de carga cuartohorarias y alarmas de manipulación en tiempo real, no constituye una condición habilitante estricta para iniciar el uso de analítica avanzada. La evidencia recopilada muestra que es posible desplegar modelos predictivos y determinísticos eficaces utilizando exclusivamente datos de facturación mensual o bimestral, a

partir del análisis de desviaciones históricas de consumo, pendientes abruptas en la demanda y su cruce con variables comerciales como morosidad, cambios de titularidad o antecedentes de inspección, siempre que exista consistencia, trazabilidad y retroalimentación sistemática de la información. En este marco, la AMI debe entenderse como un acelerador y sofisticador del análisis, que habilita capas adicionales de detección y validación, pero no como una barrera de entrada, lo que resulta especialmente relevante para distribuidoras que aún no cuentan con despliegues masivos de medición inteligente y que pueden iniciar procesos de analítica avanzada de forma incremental aprovechando sus sistemas de medición tradicionales.

Finalmente, las experiencias recabadas muestran distintos enfoques respecto al desarrollo de las capacidades analíticas. Algunas distribuidoras han optado por soluciones externas o plataformas comerciales, valorando su rápida implementación, el acceso inmediato a herramientas maduras y la reducción de esfuerzos iniciales de desarrollo. Sin embargo, este enfoque suele implicar un menor nivel de transparencia sobre el funcionamiento interno de los modelos, así como limitaciones para ajustar la lógica analítica a las particularidades locales y a la evolución de las modalidades de fraude. Otras empresas han privilegiado el desarrollo interno de sus capacidades analíticas, con el objetivo de retener el conocimiento, comprender en profundidad los modelos y adaptarlos de manera continua a su realidad operativa. Este camino ofrece mayor flexibilidad y control, pero exige una inversión sostenida en recursos humanos especializados, capacidades técnicas y gestión del conocimiento. En la práctica, también se observan esquemas híbridos que combinan soluciones externas con desarrollos propios. Más allá de la estrategia elegida, las entrevistas coinciden en que la analítica avanzada no constituye una solución inmediata ni estandarizada, sino un proceso incremental que requiere inversión sostenida en datos, personas y procesos para generar resultados duraderos.

6.2.3. Medición inteligente y telemetría

6.2.3.1. Beneficios de la medición inteligente

La infraestructura de medición avanzada (AMI) se ha consolidado como un pilar central de la transición energética y de la modernización de la distribución eléctrica (ADELAT, 2026), en la medida en que su despliegue habilita una digitalización integral de la operación del distribuidor. Para la empresa distribuidora, AMI permite automatizar y optimizar procesos comerciales y técnicos, reduciendo la dependencia de trabajo en terreno, disminuyendo costos operativos asociados a lectura, inspecciones y maniobras comerciales, mejorando la precisión y oportunidad de la facturación, y fortaleciendo el control técnico de la red mediante una mayor visibilidad del comportamiento del consumo y de las variables eléctricas. Para el cliente final, la medición inteligente se traduce en mayor transparencia sobre su consumo, reducción de reclamos asociados a errores de lectura, acceso potencial a nuevos esquemas tarifarios y modalidades de pago, y en la habilitación progresiva de funcionalidades asociadas a la transición energética, como la integración de generación distribuida, la electromovilidad y futuros programas de gestión de demanda y flexibilidad.

Dentro de este conjunto amplio de beneficios, varias funcionalidades propias de los medidores inteligentes han sido utilizadas de manera específica como herramientas para la gestión de pérdidas no técnicas. En primer lugar, y probablemente la aplicación más extendida y tradicional, se encuentran las funcionalidades asociadas a la telemetría y registro energético, que permiten aumentar la frecuencia de lectura, disponer de curvas de carga y registros de demanda, y observar con mayor granularidad el comportamiento del consumo de cada cliente, facilitando la identificación temprana de desviaciones respecto de patrones históricos o esperados, aspecto que se aborda en esta sección con foco en el microanálisis del consumidor. En segundo lugar, los medi-

dores inteligentes incorporan capacidades de detección de manipulación, mediante el registro de eventos anómalos como aperturas de tapa, pérdidas de tensión, inversiones de fase o alteraciones del suministro, las cuales constituyen un insumo clave para el control del fraude y se analizan con mayor detalle en la Sección 2.1.1. En tercer lugar, la capacidad de corte y reconexión remota habilita mecanismos coercitivos y disuasivos frente a incumplimientos reiterados, reduciendo tiempos de actuación y costos operativos, funcionalidad que se examina con mayor profundidad en la Sección 2.2.1. Finalmente, la resiliencia y preservación de los datos mediante memoria de masa permite almacenar información energética y de eventos durante interrupciones, fallas de comunicación o cortes deliberados, asegurando la trazabilidad del consumo incluso en contextos de manipulación intencional.

6.2.3.2. Barreras, costos y estrategias de despliegue

Si bien las funcionalidades habilitadas por AMI ofrecen beneficios relevantes para la operación de las distribuidoras, su despliegue en América Latina ha estado condicionado por un conjunto persistente de barreras económicas y regulatorias (ADELAT, 2026). Por un lado, el costo unitario de los sistemas AMI es sustantivamente superior al de los medidores convencionales, no solo por el hardware, sino también por la necesidad de incorporar comunicaciones, plataformas de gestión de datos, licencias de software y capacidades de ciberseguridad. Por otro lado, estos costos no siempre son reconocidos de manera explícita por los marcos regulatorios vigentes, que en muchos países continúan diseñados bajo una lógica de activos físicos tradicionales y presentan dificultades para incorporar inversiones de naturaleza digital.

En este contexto, y con el objetivo de reducir pérdidas no técnicas, las empresas distribuidoras han optado por estrategias pragmáticas de implementación que buscan

maximizar el impacto operativo al menor costo posible. Una práctica recurrente ha sido reducir el alcance funcional de los sistemas instalados, privilegiando esquemas de telemetría básica por sobre arquitecturas AMI completas. Así, en lugar de desplegar medidores con todas las capacidades asociadas a la segunda generación de AMI, muchas empresas priorizan funcionalidades mínimas orientadas a la lectura remota, el monitoreo de consumos y la construcción de balances energéticos, postergando atributos más complejos que incrementan los costos y requieren mayores definiciones regulatorias.

Adicionalmente a la reducción funcional de los sistemas instalados, las distribuidoras han optado por acotar y priorizar las zonas de despliegue, siguiendo estrategias de cobertura selectiva orientadas a maximizar la relación costo beneficio de la inversión tecnológica. La estrategia más madura y extendida en la región ha sido la priorización del segmento de grandes clientes e industriales, dado que un número reducido de usuarios concentra una proporción significativa de la energía facturada. En EPESF, por ejemplo, poco más de 3.300 grandes demandas (de múltiples actividades) representan el 49,9% del total de energía facturada, frente a más de 1,3 millones de clientes residenciales; mientras que en DELSUR alrededor de 5.000 usuarios concentran más del 50% de la facturación. En este contexto, múltiples distribuidoras reportan esquemas de cobertura total o cercana al 100% de telemetría en grandes usuarios, utilizando distintos criterios de priorización, como umbrales de demanda contratada o potencia instalada. ENSA, por ejemplo, concentra la telemetría en clientes con demandas superiores a 100 kW, mientras que CENS aplica este enfoque a partir de consumos mayores a 50 kW.

Si bien el universo de clientes es acotado, el fraude industrial suele ser más sofisticado y menos visible que el residencial, lo que ha impulsado el uso de técnicas específicas de

análisis, como la comparación sistemática de perfiles de carga cuartohorarios, el análisis de coherencia fasorial y de señales eléctricas para detectar pérdidas de sincronismo o intervenciones internas, y la instalación de medidores espejo o macromedidas dedicadas. Un ejemplo de esta última estrategia es el Plan Candado de ESSA, que consiste en instalar una medición teleducida independiente aguas arriba del cliente industrial y contrastarla de forma continua con el registro del medidor comercial, permitiendo identificar de manera inmediata desviaciones atribuibles a manipulación o derivaciones no autorizadas. Asimismo, la experiencia acumulada ha permitido identificar giros económicos particularmente propensos al hurto de energía, entre ellos plantas de reciclaje de plásticos, industrias de refrigeración y producción de hielo asociadas al sector turístico, y determinadas actividades mineras o agroindustriales, reforzando la lógica de despliegues focalizados y altamente instrumentados en este segmento.

Una segunda estrategia de despliegue ampliamente reportada por las distribuidoras consiste en la priorización de zonas residenciales de alta complejidad social, caracterizadas por elevados niveles de hurto, informalidad y restricciones operativas para el trabajo en terreno. En estos contextos, el acceso de cuadrillas suele ser limitado, intermitente o directamente inviable, lo que convierte a la telemetría en una herramienta esencial para monitorear consumos, detectar desvíos y reducir la dependencia de inspecciones presenciales. Bajo esta lógica, la medición remota no se implementa como una solución aislada, sino como parte de un enfoque integrado que posteriormente se complementa con medidas de blindaje físico y, en algunos casos, con esquemas de prepago.

Desde la perspectiva de la arquitectura de medición y lectura remota, se observan dos configuraciones recurrentes. La primera corresponde a sistemas de medición centralizada, en los cuales los medidores se con-

centran en tableros o gabinetes colectivos, generalmente ubicados en postes o en cercanías de los transformadores, permitiendo la lectura remota y reduciendo la exposición directa de los equipos a la manipulación por parte de los usuarios. La segunda configuración es la medición bi cuerpo, donde la unidad de medida se instala fuera del alcance del cliente, típicamente en el poste o en un gabinete protegido, mientras que en la vivienda se dispone únicamente de un display o repetidor informativo. Esta alternativa se emplea principalmente en marcos regulatorios que habilitan la modalidad de prepago, ya que dicha modalidad requiere la individualización del punto de medida y limita la viabilidad de esquemas plenamente concentrados. Las medidas de blindaje físico asociadas a estas configuraciones se abordan en la Sección 2.1.2, mientras que la implementación del prepago como herramientas de regularización y control se analiza en mayor detalle en la Sección 3.2.2.

6.2.3.3. *Lecciones, casos específicos y límites*

La experiencia acumulada por las distribuidoras de la región muestra que la medición inteligente y la telemetría no constituyen soluciones aisladas ni automáticas para la reducción de pérdidas no técnicas, sino herramientas cuyo impacto depende fuertemente de cómo se integran dentro de una estrategia operativa más amplia. En este sentido, las lecciones aprendidas se concentran en los efectos indirectos que genera su despliegue y en la necesidad de sostener una gestión activa sobre el territorio. Los aprendizajes más recurrentes se agrupan en tres dimensiones: la priorización estratégica del despliegue, el desplazamiento del fraude dentro de la red y el rol de la cultura de mercado en la sostenibilidad de los resultados.

Dado que desplegar AMI de forma masiva en todo el parque de clientes resulta hoy altamente costoso en la mayoría de los contextos latinoamericanos, muchas distribuidoras han optado por una estrategia de

entrada gradual, comenzando por asegurar el control de los grandes clientes industriales y comerciales. Este enfoque responde a una lógica de eficiencia económica, ya que un número reducido de usuarios concentra una proporción significativa de la energía distribuida y de la facturación total, por lo que su monitoreo mediante telemetría o medición inteligente permite reducir riesgos relevantes con inversiones acotadas. La priorización de este segmento emerge así como un punto de partida robusto y replicable, que permite capturar beneficios tempranos, fortalecer el control comercial y técnico, y construir capacidades antes de avanzar hacia segmentos más masivos.

Un siguiente paso natural ha sido la extensión progresiva de la medición inteligente hacia el segmento residencial y comercial, particularmente en zonas con mayores niveles de pérdidas no técnicas. La experiencia acumulada por las distribuidoras revela un aprendizaje especialmente relevante respecto del impacto del AMI sobre la modalidad del fraude. En muchos casos, la mayor complejidad asociada a la manipulación directa del medidor no elimina el hurto, sino que transforma su manifestación dentro de la red. Al dificultarse la intervención sobre el equipo de medición, las prácticas irregulares tienden a desplazarse hacia otros puntos del sistema, apareciendo aguas arriba en acometidas, ramales o incluso en tramos de la red de distribución. Este fenómeno pone de relieve que el AMI no puede entenderse como una solución aislada, sino que debe desplegarse de manera coordinada con estrategias de protección física de la infraestructura, como redes preensambladas, elevación de conductores y resguardo de puntos críticos, medidas que se desarrollan con mayor detalle en la Sección 2.1.

Otra lección relevante asociada al despliegue de AMI y su impacto en el comportamiento del fraude, reportada por diversas distribuidoras, se relaciona con la interacción entre la telemetría y la fiscalización en terreno. Varias empresas han observado que, cuan-

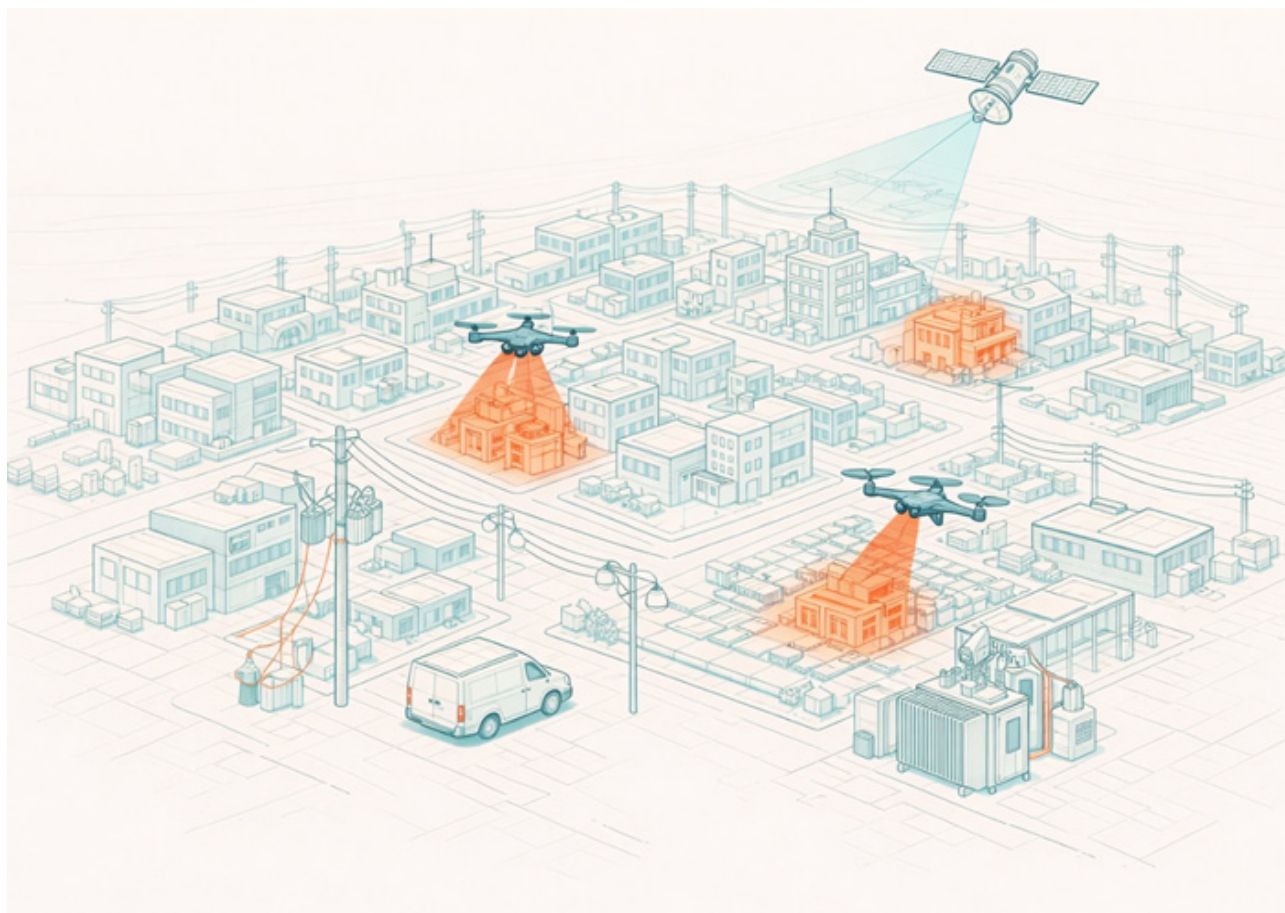
do el aumento de la telemedición va acompañado de una reducción significativa de la presencia operativa y de las inspecciones regulares, las pérdidas no técnicas tienden a reaparecer. En estos contextos, la automatización puede ser interpretada por los usuarios como una menor vigilancia efectiva, debilitando los efectos disuasivos iniciales de la tecnología. Esta experiencia ha reforzado la noción de que el control del hurto requiere sostener una cierta disciplina de mercado, entendida como la combinación de moni-

toreo tecnológico y presencia visible de la empresa en el territorio. En consecuencia, la telemetría y el AMI deben concebirse como herramientas que complementan, pero no sustituyen, la gestión territorial, la fiscalización presencial y la presencia sostenida en zonas críticas, las cuales continúan cumpliendo un rol clave en la contención de las pérdidas no técnicas, en coherencia con las estrategias de trabajo comunitario y vinculación social que se desarrollan en la Sección 7.4.

6.2.4. Herramientas basadas en imágenes y observación remota

El uso de herramientas basadas en imágenes ha ido ganando espacio como complemento a los métodos tradicionales de detección de pérdidas no técnicas, aportando una capa adicional de información visual para apoyar la identificación, validación y priorización de intervenciones en terreno. Estas tecnologías abarcan un espectro amplio de aplicaciones, que va desde enfoques de

carácter más general y remoto, con menor nivel de intrusión sobre el cliente, hasta herramientas progresivamente más focalizadas y directas sobre activos e instalaciones específicas. En las subsecciones siguientes se presentan estas soluciones de manera gradual, comenzando por aquellas de alcance más amplio y no presencial, y avanzando hacia usos más específicos e intensivos.



6.2.4.1. *Imágenes satelitales para identificación de conexiones no registradas*

El uso de imágenes satelitales constituye una herramienta complementaria y poco invasiva para la identificación de consumos no registrados, entendidos como conexiones irregulares o no declaradas que no figuran en las bases comerciales de la distribuidora. Su aplicación más extendida se basa en el uso de imágenes satelitales diurnas mediante el análisis y superposición de información geoespacial, contrastando la realidad observada en las imágenes con los catastros georreferenciados de clientes, redes y puntos de suministro contenidos en los sistemas comerciales y técnicos, lo que requiere contar previamente con información territorial básica de la red y del parque de clientes. En el Brasil ha desarrollado esquemas de superposición de su información de red y clientes sobre plataformas satelitales abiertas, lo que les permite identificar edificaciones existentes que no presentan un punto de suministro asociado y orientar inspecciones en áreas con altos niveles de hurto, especialmente donde el monitoreo físico resulta complejo. De manera similar, SAESA utiliza el cruce sistemático entre sus catastros de red y clientes y la información satelital para aislar edificaciones sin vínculo comercial, las cuales pasan a constituir objetivos prioritarios de inspección, enfoque que ha resultado particularmente útil para detectar fraude disperso en zonas rurales y sustentar diagnósticos ante la autoridad regulatoria. En la misma línea, Equatorial emplea imágenes satelitales para analizar la expansión de zonas informales y mapear áreas que presentan abastecimiento eléctrico sin relación contractual con la distribuidora, utilizando esta información como insumo para la planificación operativa y la focalización de acciones de control.

De manera más específica, también se ha reportado el uso de imágenes satelitales nocturnas, orientadas principalmente a la auditoría del alumbrado público. En estos casos, la intensidad lumínica observada

en una determinada zona se compara con el consumo facturado o declarado por los municipios, lo que permite detectar luminarias no censadas o conexiones directas no registradas. Adicionalmente, las imágenes satelitales han mostrado utilidad en aplicaciones de nicho, como la fiscalización de generación distribuida para identificar instalaciones no declaradas o ampliaciones de capacidad no informadas, así como en el monitoreo de consumos rurales intensivos, por ejemplo, en agronegocios, silos o instalaciones productivas de difícil acceso, donde las inspecciones presenciales resultan costosas o complejas.

En conjunto, la principal ventaja del uso de imágenes satelitales radica en su capacidad para identificar consumos no registrados y reducir la necesidad de exposición física del personal en zonas extensas, peligrosas o de difícil acceso. Sin embargo, esta tecnología presenta limitaciones relevantes. Las imágenes diurnas disponibles de forma gratuita suelen tener rezagos temporales que dificultan la detección de fraude reciente, mientras que las imágenes nocturnas con resolución adecuada implican costos elevados, lo que limita su uso continuo o masivo. En este contexto, la experiencia de las distribuidoras sugiere que el mayor valor de esta herramienta se encuentra en aplicaciones focalizadas, campañas periódicas y como insumo complementario dentro de una estrategia integral de detección de pérdidas no técnicas, más que como una solución de monitoreo permanente en tiempo real.

6.2.4.2. *Imágenes y fotografías de campo*

El uso de imágenes y fotografías de campo constituye la aplicación más extendida y tradicional de las herramientas visuales en la gestión de pérdidas no técnicas, apoyándose principalmente en registros capturados por cuadrillas, lecturistas u operadores en terreno mediante teléfonos móviles o cámaras. En sus usos más habituales, la fotografía cumple funciones de validación de lectura, identificación visual de derivaciones

o conexiones ilegales, y soporte probatorio para acciones administrativas y judiciales, consolidándose como un insumo operativo básico en los procesos de control del fraude.

En su forma más tradicional, la fotografía se utiliza como mecanismo de validación de lectura, permitiendo corroborar que el dato ingresado manualmente corresponde efectivamente al registro físico del medidor. Esta práctica contribuye a reducir errores operativos, lecturas ficticias o inconsistencias asociadas a fallas de medición y procesos comerciales, las cuales constituyen una fuente relevante de pérdidas no técnicas de carácter no voluntario. Algunas distribuidoras han formalizado este enfoque incorporando la obligatoriedad de la fotografía como parte del proceso de lectura, de modo que el sistema verifica la consistencia entre el valor reportado y la imagen capturada.

Sobre esta base, otras empresas han avanzado hacia protocolos más exigentes de toma de imágenes, ampliando el foco desde el medidor hacia el entorno inmediato de la instalación y transformando la fotografía en una herramienta de identificación visual de derivaciones o conexiones ilegales. En estos casos, se utilizan imágenes más amplias que incluyen la vivienda, el medidor y los elementos de la acometida, lo que permite detectar visualmente puentes, derivaciones o conexiones directas aguas arriba del equipo de medición. A medida que este volumen de información visual crece y se vuelve recurrente, algunas distribuidoras han comenzado a explotar estas imágenes de forma sistemática mediante analítica avanzada e inteligencia artificial, utilizando las fotografías de campo no solo como respaldo operativo, sino como insumo automatizado para la detección de anomalías. En estos enfoques, algoritmos de visión computacional procesan grandes volúmenes de imágenes para identificar patrones visuales asociados a intervención física del medidor, tales como tapas abiertas, sellos dañados, alteraciones en la acometida o configuraciones anómalas del equipo. EDP, por ejemplo,

procesa del orden de 1,7 millones de fotografías de medidores mediante modelos de inteligencia artificial que generan un score de probabilidad de fraude a partir del estado visual del equipo. Enel Brasil incorpora la evaluación automática de fotografías dentro de sus modelos de data mining, permitiendo detectar indicios de manipulación física reportados por los lecturistas. De manera similar, SAESA ha comenzado a explotar imágenes como datos no estructurados mediante modelos de visión y lenguaje, con el objetivo de identificar patrones recurrentes de intervención, como medidores destapados o alterados, fortaleciendo el direccionamiento de inspecciones técnicas.

Adicionalmente, las imágenes de campo se han consolidado como un insumo crítico para sustentar acciones administrativas y judiciales asociadas al fraude eléctrico. EPESF reporta que las actas técnicas levantadas ante la detección de irregularidades deben ir acompañadas de fotografías georreferenciadas que documenten el estado del medidor. La digitalización de estas actas y de la evidencia fotográfica busca fortalecer la trazabilidad del procedimiento y asegurar su respaldo administrativo y legal, constituyendo la base probatoria para procesos de recuperación de energía y denuncias penales. En la misma línea, EDESUR ha digitalizado completamente este flujo, integrando la captura de imágenes desde dispositivos móviles directamente con el sistema comercial, donde quedan almacenadas en repositorios centrales, garantizando su integridad, trazabilidad y validez como evidencia ante reclamos de clientes o instancias regulatorias.

6.2.4.3. Drones para inspección aérea de redes y acometidas

El uso de drones en la gestión de pérdidas no técnicas se encuentra en una etapa de adopción heterogénea, que varía entre pilotos experimentales y aplicaciones de nicho muy específicas. Mientras algunas distribuidoras han incorporado esta tecnología de manera

activa para apoyar la detección de irregularidades o validar activos en terreno, otras han optado por descartar su uso masivo debido a consideraciones reputacionales, de privacidad y aceptación social. En este sentido, el dron no se presenta como una herramienta transversal, sino como un complemento puntual dentro de estrategias más amplias de control de pérdidas y eficiencia operativa.

En su aplicación más básica, los drones se utilizan como una herramienta de apoyo táctico para las cuadrillas en campo, integrándose al conjunto de instrumentos disponibles para inspecciones visuales en lugares de difícil acceso, fachadas complejas o zonas con restricciones de seguridad. Su uso permite observar acometidas elevadas, ramales, cubiertas o elementos de la red que no son fácilmente visibles desde el nivel del suelo, reduciendo tiempos de inspección y evitando la exposición directa del personal. Algunas empresas también han evaluado su potencial para identificar indicadores visibles no consistentes con el consumo facturado, como piscinas climatizadas o equipamiento de alto consumo. Sin embargo, varias distribuidoras han desistido de este tipo de aplicaciones en entornos residenciales, al considerar que el uso del dron con fines de detección de fraude podría ser percibido como invasivo, generando rechazo social y riesgos reputacionales asociados a la privacidad de los clientes.

Una aplicación más directa para combatir las pérdidas no técnicas consiste en el uso de drones equipados con cámaras térmicas para la detección de anomalías técnicas. Este enfoque se basa en que las conexiones ilegales o defectuosas suelen presentar mayores niveles de resistencia eléctrica, lo que se traduce en incrementos de temperatura detectables mediante termografía. ESSA, por ejemplo, ha utilizado drones en pilotos focalizados en asentamientos informales para identificar puntos de alta temperatura en la red, asociados a conexiones precarias o sobrecargadas que no siempre resultan

evidentes a simple vista. De manera similar, EPM reporta el uso de inspección termográfica con drones para la detección de irregularidades técnicas y potenciales fraudes, permitiendo intervenir zonas complejas sin exponer inicialmente a las cuadrillas y mejorando el direccionamiento de las acciones en terreno.

Finalmente, más allá de la gestión directa de pérdidas no técnicas, los drones han mostrado utilidad en aplicaciones de nicho vinculadas a la validación de activos y la eficiencia operativa. Un caso relevante es la fiscalización de generación distribuida, donde EEGSA utiliza drones para verificar instalaciones fotovoltaicas, contar paneles e inversores y contrastar la capacidad instalada real con la declarada por el cliente, detectando ampliaciones no reportadas o desviaciones relevantes. A nivel corporativo, algunas empresas también han comenzado a emplear drones para el levantamiento de información de redes aéreas y la construcción de modelos tridimensionales de la infraestructura, habilitando inspecciones virtuales, mantenimiento predictivo y la creación de gemelos digitales, con beneficios indirectos sobre la operación y el control de pérdidas.

En conjunto, la experiencia recogida sugiere que el dron aporta valor principalmente cuando se utiliza para ampliar la capacidad de observación respecto de los métodos tradicionales, permitiendo identificar señales no evidentes a simple vista, como el calor asociado a conexiones ilegales o la condición de activos ubicados en zonas de difícil acceso, y cuando su despliegue se mantiene claramente acotado y justificado. No obstante, su uso extensivo como herramienta de vigilancia en entornos residenciales continúa estando limitado por consideraciones sociales y reputacionales, lo que refuerza la idea de que los drones deben entenderse como un instrumento complementario y selectivo, integrado dentro de una estrategia más amplia de control de pérdidas no técnicas y de gestión territorial.

6.3. INSPECCIONES FOCALIZADAS

6.3.1. Estrategias de priorización y logística de inspección

Las inspecciones focalizadas representan la etapa operativa final de la estrategia de detección de pérdidas no técnicas, en la cual la información proveniente de las herramientas presentadas en las secciones anteriores, como balances de energía, analítica de datos, imágenes y señales operativas, se traduce en acciones concretas en terreno. Al basarse en criterios previos de selección, este enfoque permite aumentar la probabilidad de detección y reducir significativamente el costo por caso inspeccionado. Ello supone un avance sustantivo respecto de los esquemas tradicionales de inspección masiva o de barrido, caracterizados por una baja tasa de acierto y un uso intensivo de recursos operativos. En la práctica, las distribuidoras combinan distintas metodologías para definir a quién inspeccionar, que van desde enfoques técnico-geográficos basados en balances de energía hasta modelos de scoring y señales operativas, presentando además diferencias relevantes en la forma en que estas inspecciones se ejecutan y gestionan en terreno.

Un aspecto clave de las inspecciones focalizadas se relaciona con las metodologías utilizadas para decidir a quién inspeccionar, las cuales retoman y articulan herramientas ya analizadas en secciones previas. Por un lado, muchas distribuidoras utilizan los balances de energía en alimentadores y transformadores como criterio inicial de focalización territorial, tal como se expuso en la Sección 6.1, acotando la búsqueda a zonas o activos con niveles anómalos de pérdidas antes de descender a la inspección puntual de clientes. Por otro lado, estos enfoques se complementan con modelos de scoring y analítica avanzada presentados en la Sección 6.2.2, que permiten priorizar usuarios individuales a partir de patrones de consumo, eventos operativos e historiales comerciales. En la práctica, ambos métodos

suelen combinarse y reforzarse con el conocimiento operativo de los lecturistas y cuadrillas, quienes aportan señales cualitativas mediante el reporte de anomalías visuales o comportamientos atípicos en terreno, integrando así criterios analíticos y experiencia operativa en la selección final de los casos a inspeccionar.

Adicionalmente a la metodología de selección de los candidatos a inspección, las distribuidoras han ido introduciendo cambios relevantes en la manera en que la inspección se ejecuta en terreno. Un primer aspecto relevante es que, una vez definidos los objetivos a inspeccionar, las empresas han incorporado herramientas de optimización de rutas para ordenar los recorridos de las cuadrillas. EPM utiliza aplicaciones de movilidad para organizar rutas óptimas para sus lecturistas, mientras que DELSUR agrupa las inspecciones en clústeres geográficos e integra en el diseño de las rutas consideraciones prácticas asociadas a la jornada laboral, como la localización de zonas de almuerzo, alineando la planificación logística con las necesidades reales de los equipos en terreno y evitando desviaciones recurrentes respecto de los recorridos previstos. Un segundo aspecto se observa en el momento mismo de realizar la inspección, donde existe una transición progresiva hacia la digitalización integral del proceso, de modo que las órdenes de trabajo, los hallazgos en terreno y la documentación asociada se registran directamente en dispositivos móviles y se integran en tiempo casi real con los sistemas comerciales y técnicos, reduciendo errores de transcripción, mejorando la trazabilidad y acelerando la gestión posterior. Esta digitalización, a su vez, habilita mecanismos de retroalimentación, ya que la información reportada por lecturistas e inspectores permite recalibrar los modelos de priorización y ajustar los criterios de selección. Finalmente, en contextos de mayor complejidad social o riesgo operativo, algunas distribuidoras han complementado la focalización con estrategias específicas de acompañamiento y seguridad en terreno.

Como medida excepcional, EPESF recurre a operativos de “corte y espera”, en los que la cuadrilla permanece en las inmediaciones tras el procedimiento para verificar conexiones ilegales en flagrancia. Al requerir coordinación con fuerzas de seguridad y un alto despliegue de recursos, esta táctica no es una práctica habitual, sino que se reserva para intervenciones muy específicas orientadas al control de pérdidas. Por su parte, Enel Brasil ejecuta el programa “Energía Legal”, combinando inspecciones focalizadas con presencia institucional reforzada y acciones de regularización comercial in situ.

Más allá de los matices en las metodologías de selección y en los esquemas de ejecución operativa, la evidencia reportada por las distribuidoras es consistente en señalar que la inspección focalizada supera ampliamente a los esquemas tradicionales de barrido aleatorio, tanto en efectividad como en uso de recursos. Enel Chile indica que las inspecciones de barrido, entendidas como la revisión sistemática de todos los empalmes de un sector, presentan tasas de acierto inferiores al 1 por ciento, lo que las vuelve operativamente ineficientes. Electro Dunas, de manera similar, señaló que la inspección sin criterios de priorización generaba escasos hallazgos. En contraste, las empresas que han incorporado modelos analíticos para seleccionar los objetivos de inspección reportan mejoras sustantivas en desempeño. EPM y ESSA informan que la tasa de detección de fraude pasó de rangos del 2 al 3 por ciento a valores del orden del 15 al 16 por ciento, alcanzando incluso niveles cercanos al 40 por ciento al considerar anomalías técnicas. Enel Brasil, por su parte, señala que el uso de data mining permitió duplicar la efectividad de las inspecciones, desde alrededor de un 20 a un 40 por ciento, reduciendo además el gasto operativo al concentrar los esfuerzos en casos de mayor probabilidad, consolidando la focalización como un cambio estructural en la forma de abordar el control de pérdidas no técnicas en la región.

6.3.2. Gestión del factor humano y aseguramiento de calidad en terreno

La efectividad de las inspecciones no depende exclusivamente de la precisión de los algoritmos de selección, sino también de la integridad y desempeño de los equipos encargados de ejecutar la revisión en campo. Las entrevistas revelan que el riesgo de “connivencia” o corrupción operativa —donde técnicos propios o contratistas omiten reportar irregularidades a cambio de incentivos informales— constituye un desafío crítico. Para mitigarlo, las distribuidoras han desplegado estrategias en tres niveles: gestión de cuadrillas, supervisión tecnológica y alineación de incentivos.

Con respecto a la gestión de los equipos de trabajo, las empresas han puesto el foco en la configuración estratégica para evitar la generación de vínculos de confianza indebida con los clientes o la consolidación de vicios operativos. En este sentido, la rotación de personal emerge como una práctica fundamental; Electro Dunas, por ejemplo, destaca que la rotación constante de zonas y la especialización de las cuadrillas —dedicadas exclusivamente a fraude y no a operaciones comerciales generales— resultan claves para mantener el foco de la fiscalización. Asimismo, existe un debate activo respecto al modelo de contratación idóneo: mientras EPM opera con personal tercerizado gestionado mediante estrictas metas de efectividad, Enel Brasil ha comprobado que, específicamente para la inspección de pérdidas, el uso de cuadrillas propias eleva significativamente la calidad técnica y reduce los reclamos, reservando la tercerización para tareas de menor complejidad.

En cuanto a la supervisión tecnológica, el uso de herramientas digitales se ha consolidado como un mecanismo para auditar el desempeño en terreno y reducir la discrecionalidad del inspector. Distribuidoras como SAESA y EDP han implementado sistemas de registro y análisis de imágenes; si bien su propósito central suele ser la validación de la

correcta ejecución de la tarea, la existencia de este respaldo visual actúa también como una barrera de control, permitiendo detectar omisiones o inconsistencias que podrían escapar a una supervisión tradicional. En esta línea, SECHEEP utiliza estos registros documentales para realizar auditorías posteriores y contrastar la veracidad del reporte de campo frente a la realidad física. Asimismo, estas herramientas permiten blindar el proceso ante errores involuntarios, tal como reporta EEQ, donde la digitalización de la captura de datos mediante tablets eliminó los errores de digitación y transcripción que anteriormente generaban pérdidas administrativas.

Finalmente, en relación con la alineación de incentivos, algunas empresas abordan el riesgo de corrupción operativa desde la cultura organizacional. Un caso destacado es el de UTE, que implementó una política de participación en los resultados, repartiendo una fracción de los ingresos recuperados entre los funcionarios involucrados en el plan de pérdidas. Esta estrategia busca alinear los objetivos de la plantilla con la recuperación efectiva de energía, generando un sentido de pertenencia y desincentivando la tolerancia al fraude dentro de la organización, al convertir la reducción de pérdidas en un logro compartido por el equipo.

6.4. PRINCIPALES LECCIONES

Una lección fundamental derivada del análisis de las estrategias de detección y localización de pérdidas no técnicas es el cambio de paradigma desde la búsqueda extensiva hacia la estratificación progresiva de la incertidumbre. La experiencia comparada muestra que la rentabilidad operativa no se alcanza inspeccionando más, sino acotando el espacio de búsqueda de manera gradual, lógica y económicamente eficiente. Al jerarquizar el análisis desde escalas macro, como los balances en alimentadores y subestaciones, hacia niveles micro, como los balances en transformadores y la sensorización en baja tensión, las distribuidoras logran descartar amplias zonas sanas de la red con inver-

siones relativamente bajas. Este enfoque permite abandonar los barridos aleatorios de escasa efectividad y concentrar los recursos técnicos en aquellos nodos donde la probabilidad de recuperación justifica la intervención.

En paralelo, la integración de analítica avanzada y digitalización se consolida como un habilitador central de una gestión más eficiente, menos invasiva y socialmente sostenible. La capacidad de anticipar comportamientos irregulares mediante el análisis de perfiles de consumo y el cruce de datos históricos permite identificar situaciones de riesgo antes de la interacción directa con el cliente. Esto no solo incrementa la efectividad de las cuadrillas en terreno, sino que reduce la fricción con los usuarios regulares. La esperanza para las distribuidoras es que no resulta indispensable contar con una infraestructura de medición inteligente completamente desplegada para iniciar este camino. La inteligencia aplicada sobre los datos existentes, combinada con la digitalización integral de los procesos de campo, constituye una palanca inmediata y accesible para mejorar la recuperación de energía.

No obstante, la precisión tecnológica y el diagnóstico certero encuentran límites claros en la compleja realidad física y social del territorio. Incluso con una identificación precisa del fraude y herramientas avanzadas de telemedición, existen contextos donde la accesibilidad de las cuadrillas es restringida, la seguridad del personal está comprometida o la cultura de pago se encuentra profundamente deteriorada. En estos escenarios, conocer con exactitud dónde se produce la pérdida no garantiza su recuperación. La tecnología de detección se enfrenta así a barreras que requieren un abordaje distinto, ya no centrado únicamente en la observación y el diagnóstico, sino en mecanismos de contención física y gestión del comportamiento. Es en este punto donde se vuelve necesario transitar desde la inteligencia diagnóstica hacia estrategias orientadas al desincentivo y control del fraude, dando paso al Eje 2 de medidas.

7.1. LÓGICA DEL DESINCENTIVO

La precisión diagnóstica perseguida en el Eje 1 enfrenta un límite operativo inevitable: la identificación del fraude no garantiza, por sí sola, la recuperación de la energía, especialmente en contextos donde la accesibilidad física es restringida o la cultura de pago se encuentra severamente deteriorada. El conocimiento certero sobre la ubicación de la pérdida pierde valor práctico si la empresa carece de herramientas efectivas para intervenir, corregir y, fundamentalmente, evitar la reincidencia. Por consiguiente, la gestión de las PNT requiere trascender la etapa de observación para desplegar un esfuerzo paralelo y complementario enfocado en la contención efectiva del ilícito.

Este segundo eje de intervención se centra en modificar la estructura de incentivos del usuario irregular. Su premisa fundamental

es que el fraude es una decisión económica y conductual racional, la cual se produce cuando el beneficio de hurtar energía supera a sus costos y riesgos percibidos. Para revertir esta ecuación, las distribuidoras despliegan una “lógica del desincentivo” que busca elevar las barreras de entrada al fraude y aumentar el costo esperado de cometerlo. Esta estrategia se articula simultáneamente sobre tres dimensiones o aristas de acción:

- **Dimensión Técnica (Infraestructura):** Se orienta a “endurecer” la red mediante inversiones físicas —como el blindaje de redes, cables anti-hurto y medición inaccesible— que tienen por objetivo reducir la posibilidad material de manipular el suministro, elevando la dificultad técnica y el esfuerzo necesario para concretar el fraude.



- **Dimensión Regulatoria (Penalización):** Busca incrementar el costo financiero y legal de la irregularidad a través de un marco institucional que asegure la aplicación efectiva de sanciones, el cobro de energía no registrada y, en casos graves, la persecución penal. Su fin es fortalecer la potestad coercitiva de la empresa y enviar una señal clara de disciplina de mercado.
- **Dimensión Social (Cultura):** Apunta a disminuir la aceptabilidad cultural del fraude mediante estrategias comunitarias y educativas que deslegitimen el robo de energía. Esta arista trabaja sobre la percepción pública, buscando que la irregularidad deje de ser vista como una “habilidad” o un derecho adquirido y pase a ser socialmente reprobada.

A continuación, se analizan las herramientas específicas que componen cada una de estas dimensiones y cómo interactúan para conformar un sistema de control robusto.

7.2 MEDIDAS TÉCNICAS Y DE INFRAESTRUCTURA

7.2.1. Monitoreo digital y alertas lógicas en el punto de medición

El monitoreo digital y los sistemas de alerta asociados al punto de medición constituyen una de las primeras capas del blindaje de la red. A diferencia de las medidas tradicionales de blindaje físico, orientadas a impedir el acceso o reforzar estructuralmente la infraestructura, este enfoque no busca evitar directamente la manipulación, sino detectar tempranamente intervenciones, inconsistencias o comportamientos anómalos, reduciendo la ventana temporal del fraude, elevando el riesgo percibido por el usuario y habilitando respuestas más rápidas y focalizadas. Las entrevistas muestran que esta evolución, en la que las protecciones puramente físicas se complementan con mecanismos de detección lógica y remota, se expresa principalmente en dos planos de

monitoreo: por un lado, la vigilancia de la integridad física del punto de medición y, por otro, la verificación de la coherencia operativa entre el estado del suministro y su comportamiento efectivo.

El primer plano corresponde a los sensores de intrusión o eventos de manipulación (tamper) integrados en el medidor o en su envoltorio. Estas funcionalidades generan alertas automáticas ante aperturas no autorizadas de la tapa o de la caja del medidor, así como frente al retiro del equipo. Distribuidoras como UTE y ESSA utilizan este tipo de señales para gatillar inspecciones automáticas o reaccionar en plazos muy acotados frente a posibles intervenciones. Enel Brasil, por su parte, procesa más de dos millones de alarmas provenientes de su parque de medidores inteligentes y emplea las alertas de apertura de la caja tanto como insumo para sus modelos de analítica avanzada como criterio para decidir el envío de inspecciones en terreno. Si bien la experiencia muestra que este tipo de alertas puede desplazar las modalidades de fraude hacia otros puntos de la red, su valor radica en su efecto disuasivo y en la generación temprana de evidencia objetiva sobre intervenciones físicas en el punto de medición.

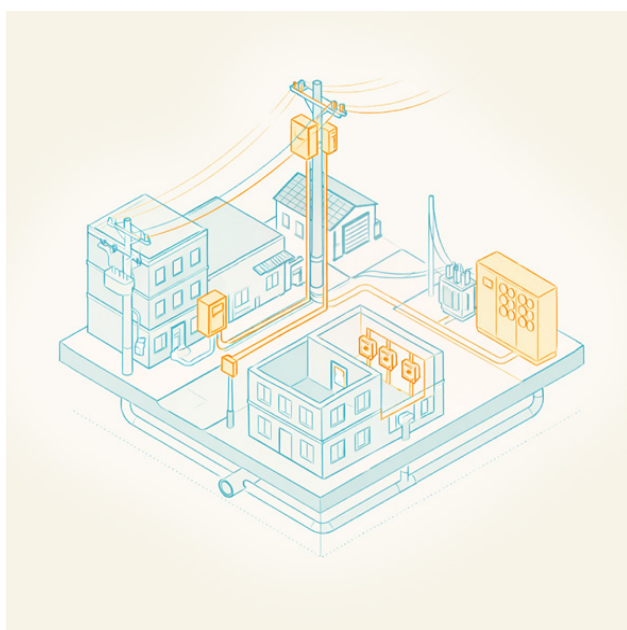
El segundo plano corresponde a alertas lógicas o de comportamiento generadas cuando el sistema identifica inconsistencias entre el estado comercial del suministro, los eventos registrados por el medidor y el flujo efectivo de energía. Este enfoque se apoya en la verificación de coherencia operativa, más que en la detección directa de una intervención física. Enel Brasil y Enel Chile utilizan alertas asociadas a la presencia de carga posterior a una desconexión formal para identificar reconexiones no autorizadas. Asimismo, las alertas lógicas se emplean para detectar ausencias de suministro o de tensión que no se explican por eventos de red, permitiendo discriminar entre fallas técnicas legítimas y manipulaciones del equipo o de la conexión; en este marco, Enel Chile dispone de medidores con funciones de watchdog que no-

tifican rápidamente la pérdida de tensión al sistema central, mientras que CVC Energía utiliza alertas de ausencia de tensión como insumo para verificar en terreno si la condición responde a una interrupción operativa o a una intervención fraudulenta, según la configuración del suministro.

Finalmente, las entrevistas subrayan que el valor operativo del monitoreo y las alertas depende críticamente de su gestión posterior. La generación masiva de eventos puede derivar en saturación, falsos positivos o pérdida de trazabilidad si no existen meca-

7.2.2. Blindaje físico de acceso al medidor

El blindaje físico de acceso al medidor constituye una de las medidas más tradicionales en la gestión de pérdidas no técnicas. A diferencia de las alertas digitales, este tipo de intervenciones busca dificultar materialmente la manipulación del punto de medición, encareciendo el fraude y reduciendo su recurrencia mediante barreras físicas que limitan el acceso directo al equipo. En la práctica, las entrevistas muestran que estas estrategias se concentran principalmente en dos enfoques: el encapsulamiento del medidor, mediante envolventes o dispositivos de protección reforzada; y la reubicación del punto de medición en altura, fuera del alcance inmediato del usuario, ambos orientados



nismos de filtrado, priorización e integración efectiva con los procesos de inspección. En este contexto, mientras algunas empresas advierten que alarmas poco contextualizadas pueden aumentar los costos operativos, aquellas que han logrado automatizar y jerarquizar las señales reportan mejoras sustantivas en focalización y tiempos de respuesta. Por lo tanto, el monitoreo no constituye una solución autónoma, sino una herramienta cuyo impacto real depende de su articulación con la gestión operativa y con otras medidas de blindaje físico y analítico.

a aumentar el esfuerzo y el riesgo asociados a la intervención fraudulenta.

El encapsulamiento del medidor consiste en la instalación de envolventes reforzadas que limitan o impiden el acceso directo al equipo. Estas soluciones incluyen cajas metálicas o plásticas de alta resistencia, selladas y ancladas a la infraestructura, diseñadas para dificultar la apertura no autorizada, el retiro del medidor o la intervención sobre sus bornes. Desde el punto de vista operativo, el encapsulamiento busca elevar el esfuerzo y el tiempo necesarios para manipular el equipo, actuando como elemento disuasivo y reduciendo la recurrencia de fraudes oportunistas. No obstante, las entrevistas muestran que su efectividad depende fuertemente del contexto de aplicación y de la calidad del diseño e instalación, ya que envolventes mal adaptadas o deterioradas pueden ser vulneradas con relativa facilidad. Asimismo, estas soluciones introducen desafíos operativos relevantes: aumentan la complejidad y duración de las tareas de lectura, mantenimiento y reposición del medidor, requieren herramientas y protocolos específicos para el acceso autorizado, y pueden generar fricciones con los usuarios y con el personal de campo. En este sentido, el encapsulamiento del medidor aparece como una medida efectiva para elevar barreras físicas, pero cuyo impacto debe evaluarse considerando no

solo su capacidad disuasiva, sino también los costos operativos y las exigencias adicionales que impone a la gestión cotidiana de la red.

La reubicación del medidor fuera del alcance del usuario constituye una forma más estructural de blindaje físico del punto de medición. Esta medida consiste en instalar el equipo de medición en zonas elevadas, postes, fachadas exteriores o recintos técnicos de acceso restringido, mientras que en el predio del cliente se dispone únicamente de un dispositivo de visualización o repetidor de consumo sin capacidad de intervención. En la práctica, este enfoque suele materializarse mediante la concentración de medidores en gabinetes o cajas blindadas, ubicadas en puntos técnicos comunes y fuera del alcance manual, de modo que el equipo de medición queda completamente protegido y separado de la vivienda del usuario. En esta línea se inscriben esquemas como MULCON y BARCAR, desarrollados por EDENOR, que utilizan módulos compactos de medición agrupada instalados en altura o en cajas “al vuelo”, así como los sistemas de cajas bloqueadas implementados por ENSA, donde múltiples medidores se concentran en gabinetes instalados en el poste, desde los cuales parten acometidas directas hacia las viviendas. Desde estos puntos protegidos se extienden los conductores para alimentar dispositivos de visualización individuales, desacoplando el acceso físico al medidor del uso cotidiano del suministro. Las entrevistas señalan que este enfoque resulta especialmente efectivo en contextos de alta recurrencia de fraude, ya que modifica de forma sustantiva las modalidades de intervención ilegal. Sin embargo, su implementación implica mayores costos de instalación, adaptaciones relevantes en la infraestructura existente y un incremento de la complejidad operativa para tareas de mantenimiento, reposición y atención comercial. En la práctica, este tipo de configuración suele articularse con esquemas de medición prepago, desarrollados en la sección 8.2.2.

7.2.3 Protección de ramales y acometidas

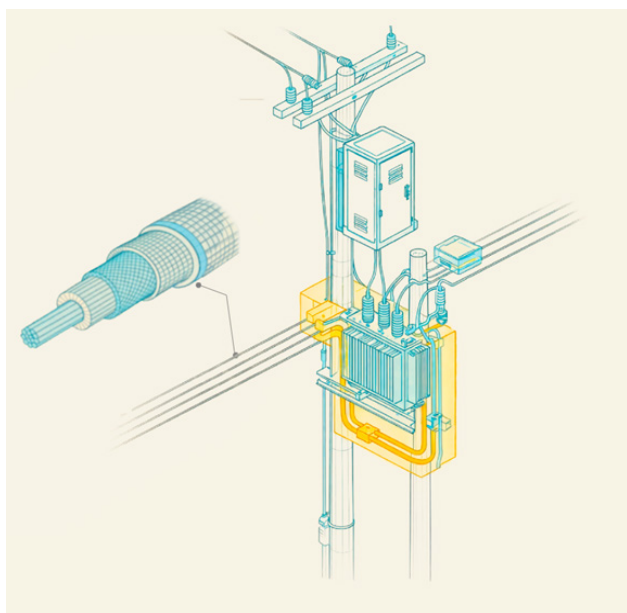
Las entrevistas coinciden en que, una vez fortalecidos el monitoreo digital y el blindaje del medidor, las modalidades de fraude tienden a desplazarse hacia los tramos que alimentan el equipo de medición, particularmente la acometida y los ramales de baja tensión. En este contexto, la protección de estos elementos se vuelve crítica. Las estrategias de blindaje en este nivel buscan reducir la accesibilidad al conductor, dificultar la realización de derivaciones ilegales y limitar las oportunidades de conexión directa aguas arriba del medidor.

En la práctica, muchas de las medidas orientadas a la protección de ramales y acometidas se centran en el diseño del conductor y en su disposición física, con el objetivo de reducir las oportunidades de derivación de energía antes del punto de medición y, al mismo tiempo, mejorar las condiciones de seguridad del sistema. En este contexto, varias distribuidoras han reemplazado progresivamente cables desnudos o convencionales por cables concéntricos, preensamblados o de tipo anti-hurto, cuya configuración constructiva dificulta las intervenciones no autorizadas sobre la red. Estos diseños incorporan disposiciones técnicas, como el neutro envolvente y capas adicionales de aislamiento, que hacen más evidente cualquier manipulación indebida y permiten detectar de forma temprana eventuales irregularidades, reduciendo tanto las pérdidas como los riesgos eléctricos asociados a intervenciones informales.

Estas soluciones suelen complementarse con criterios de trazado y accesibilidad de la acometida que privilegian recorridos externos y visibles, por fachadas u otras zonas de fácil inspección, evitando conducciones ocultas al interior del predio. De esta manera, las mejoras en los materiales del cableado se articulan con decisiones de diseño de la red que facilitan la supervisión, la detección temprana de intervenciones y, al mis-

mo tiempo, contribuyen a reducir los riesgos eléctricos tanto para los usuarios como para terceros.

En contextos de mayor complejidad operativa o de alta predisposición al fraude, como edificios multifamiliares, redes subterráneas o zonas de elevada vulnerabilidad, las distribuidoras complementan las soluciones convencionales con medidas de blindaje más estructurales sobre los ramales y acometidas. En edificios, una práctica extendida es la concentración de medidores y acometidas en gabinetes colectivos o cuartos técnicos de acceso restringido, lo que reduce la manipulación individual y facilita el control centralizado. En redes subterráneas, donde el acceso a cámaras o ductos ha habilitado históricamente derivaciones ilegales, se recurre a fortificaciones físicas como cierres reforzados, la reducción deliberada del espacio útil en cámaras, o el uso de losas y tapas de alta resistencia que limitan el acceso no autorizado. Por su parte, en zonas de alta vulnerabilidad, se implementan diseños de red específicos que incluyen acometidas dedicadas desde puntos protegidos, gabinetes próximos al transformador y trazados simplificados, con el objetivo de eliminar puntos de conexión informal sobre la red de paso.



7.2.4. Blindaje físico de la red de distribución

Finalmente, el blindaje físico de la red de distribución comprende las intervenciones realizadas directamente sobre las líneas, ramales y transformadores, con el objetivo de dificultar o eliminar las posibilidades de conexión ilegal aguas arriba del punto de medición. A diferencia de las acciones focalizadas en el medidor o la acometida, estas soluciones implican modificaciones sobre la infraestructura eléctrica propiamente tal y suelen aplicarse de manera selectiva en zonas críticas, debido a su mayor costo, complejidad técnica y exigencias operativas.

Una de las estrategias más utilizadas para reducir el hurto directo desde la red consiste en aumentar la altura de las líneas de baja tensión y modificar los esquemas de postación, alejando físicamente los conductores del alcance del usuario. Varias distribuidoras reportan la instalación de redes preensambladas a alturas significativamente superiores a las convencionales, alcanzando entre 11 y 13 metros en zonas de alta conflictividad, lo que dificulta el acceso desde techos, terrazas o estructuras improvisadas y reduce la posibilidad de realizar conexiones directas mediante ganchos o derivaciones artesanales. Las experiencias recogidas muestran, no obstante, que esta medida implica desafíos técnicos relevantes, ya que el aumento de altura y el uso de determinadas configuraciones de sujeción pueden generar esfuerzos mecánicos elevados y momentos de flexión sobre los postes, afectando su estabilidad y vida útil si no se ajustan adecuadamente los sistemas de anclaje. Asimismo, su aplicabilidad depende en gran medida del marco regulatorio vigente, dado que en algunos países las dimensiones de la postación y las configuraciones admisibles de red se encuentran normadas, lo que limita el margen de innovación.

El cambio en la tecnología de los conductores es una de las herramientas más utilizadas para el blindaje físico de la red, ya que

incide directamente en la facilidad con que pueden realizarse conexiones ilegales. En baja tensión, el reemplazo de la red desnuda por red preensamblada se ha convertido en el estándar más extendido: se trata de conductores aislados trenzados entre sí, generalmente alrededor de un neutro portante, lo que dificulta el uso de ganchos o derivaciones rápidas y obliga a cualquier infractor a intervenir el aislamiento, una acción más lenta, visible y riesgosa. En niveles de mayor tensión, se emplean redes semiaisladas o compactas, donde los conductores cuentan con cubiertas protectoras y se disponen en configuraciones más cerradas, impidiendo el contacto eléctrico directo y bloqueando el hurto mediante lanzamiento de cables o ganchos. En zonas de alta reincidencia, algunas distribuidoras han incorporado cables concéntricos o de tipo telescópico, en los que el neutro rodea completamente a la fase; en este esquema, cualquier intento de acceso provoca un cortocircuito inmediato o el disparo de protecciones, haciendo la intervención ilegal prácticamente inviable sin generar una falla evidente. En conjunto, estas tecnologías elevan la barrera técnica al fraude y desplazan el hurto desde intervenciones rápidas y oportunistas hacia acciones más complejas, visibles y costosas.

El nivel más avanzado de blindaje físico de la red se observa en las intervenciones que actúan directamente sobre el transformador de distribución y su salida en baja tensión. Estas estrategias buscan proteger el punto donde se origina la red secundaria, eliminando o restringiendo severamente cualquier posibilidad de acceso no autorizado a los conductores aguas abajo del transformador. Iniciativas como el modelo BT Zero de Enel Brasil se basan en el blindaje físico de la salida del transformador y en la eliminación de tramos de red de baja tensión expuestos, de modo que la energía solo circule a través de conductores protegidos y controlados desde su origen. Experiencias similares han sido reportadas por otras distribuidoras en zonas de alta vulnerabilidad, donde el transformador se convierte en un nodo físicamente pro-

tegido y la red secundaria se diseña para minimizar puntos de conexión informal. Si bien este tipo de soluciones presenta resultados muy robustos en términos de reducción de pérdidas, su aplicación implica inversiones significativas y suele reservarse para áreas con niveles extremos de hurto o alta reincidencia.

7.3. MEDIDAS REGULATORIAS Y LEGALES

7.3.1. Potestad de corte de suministro

La potestad de corte de suministro representa la herramienta más inmediata y, simultáneamente, una de las más complejas y debatidas dentro de la gestión de las pérdidas no técnicas (PNT) en América Latina y el Caribe, situándose en el centro de una tensión constante entre la viabilidad financiera de las distribuidoras y el reconocimiento de la electricidad como un servicio esencial para la vida digna. Esta prerrogativa no debe entenderse como una facultad discrecional absoluta de las empresas, sino como un derecho regulado que emana del contrato de servicios públicos de naturaleza adhesiva, diseñado para proteger la integridad de la infraestructura y asegurar la contraprestación económica necesaria para la sostenibilidad del sistema. En la arquitectura jurídica regional, existe una distinción técnica y procedimental fundamental entre la suspensión, que constituye una interrupción temporal o transitoria del flujo eléctrico sin el retiro de los equipos de medición, y el corte, que implica el cese definitivo de la prestación, la terminación del contrato y, frecuentemente, el retiro de la acometida y el medidor. El ejercicio de esta potestad busca equilibrar la eficiencia operativa con el respeto al debido proceso, la notificación previa y el derecho a la defensa, principios que han sido reforzados por diversas cortes constitucionales y organismos reguladores para evitar que la interrupción del servicio derive en una vulneración de derechos fundamentales, especialmente en sujetos de especial protección

o instituciones críticas como hospitales y centros educativos.

La implementación normativa de esta medida varía profundamente entre los países de la región, reflejando filosofías regulatorias distintas en cuanto a la responsabilidad de la empresa y la disciplina del mercado. En Chile, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas están facultadas para suspender el suministro una vez transcurridos 45 días desde el vencimiento de la primera boleta impaga, con la condición ineludible de notificar al usuario con al menos cinco días de anticipación. Un matiz legal relevante en este mercado es que el derecho de corte debe ejercerse de manera oportuna; si la empresa no suspende el servicio antes de la emisión de la siguiente boleta tras el vencimiento del plazo, las deudas generadas dejan de estar radicadas en el inmueble y pasan a ser una responsabilidad personal del deudor, protegiendo así a futuros propietarios o arrendatarios de deudas históricas de terceros. En Colombia, la regulación es particularmente robusta en la defensa del debido proceso, obligando a las empresas a investigar lo que se denomina “desviaciones significativas” en el consumo antes de proceder a cualquier cobro por energía recuperada o suspensión. Este requisito busca asegurar que eventuales cobros se sustenten en antecedentes técnicos verificables, protegiendo a los usuarios frente a errores de medición, fallas técnicas o inconsistencias en la facturación. Al mismo tiempo, estas investigaciones permiten identificar pérdidas no técnicas no intencionales y problemas operativos en los sistemas de medición, contribuyendo a mejorar la calidad de la información comercial y la gestión del servicio. Asimismo, la omisión de esta investigación previa, o el incumplimiento del deber de suspender el suministro tras tres períodos de mora, puede ser interpretado como negligencia de la empresa, limitando su capacidad para exigir el pago de deudas acumuladas al momento de la reconexión.

Por otro lado, el modelo de México bajo la Ley de la Industria Eléctrica permite procedimientos diferenciados: mientras que por impago ordinario se otorgan 10 días naturales tras la fecha límite de pago para la suspensión; en casos donde se acredite la existencia de instalaciones que alteren el funcionamiento de los equipos de medida, se autoriza la suspensión inmediata para detener el perjuicio económico y mitigar riesgos de seguridad para la red. En Argentina, el Reglamento de Suministro y Conexión (Subanexo E) faculta a las distribuidoras a suspender el servicio tras quince días de mora, aplicando además recargos del 40% sobre la energía recuperada en casos comprobados de apropiación indebida. No obstante, testimonios de empresas como Edesur subrayan que el corte se utiliza únicamente como un último recurso tras agotar instancias de mediación, reconociendo el riesgo de confrontación física y violencia que las cuadrillas enfrentan en terreno.

Las experiencias operativas de las distribuidoras revelan que el corte de suministro, aunque legal, presenta limitaciones críticas en su efectividad como incentivo para el pago. Desde la perspectiva de Enel Chile, esta medida es calificada como la más impopular y, paradójicamente, el peor mecanismo para lograr que un cliente moroso regularice su situación, ya que no aborda las causas de fondo de la falta de pago y fomenta el ciclo de la auto reposición clandestina. Los usuarios que son cortados a menudo recurren a conexiones directas que no solo perpetúan la pérdida no técnica, sino que incrementan exponencialmente los riesgos de incendios, sobrecargas en transformadores y electrocuciones, afectando la calidad del suministro de toda la comunidad circundante. Además, los cortes frecuentes deterioran la relación entre el usuario y la empresa, ya que el consumidor pierde confianza en la capacidad de la distribuidora para proveer un servicio digno, lo que en contextos de baja calidad puede exacerbar el rechazo a la formalidad. En contraste, CRE RL informó que en Bolivia la normativa prohíbe explíci-

tamente cortar el suministro en casos de hurto detectado, obligando a la empresa a mantener el flujo mientras se agotan procedimientos de sanción económica y recuperación de energía, permitiendo el corte solo ante deudas ordinarias o peligro inminente.

La transformación tecnológica liderada por la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) está redefiniendo el paradigma de la potestad de corte, permitiendo transitar de un acto de fuerza manual a una gestión digital y menos invasiva. Los medidores inteligentes habilitan la capacidad de corte y reconexión remota, eliminando los costos operativos de desplazar cuadrillas y reduciendo el riesgo de agresiones físicas al personal técnico en zonas de alta conflictividad. Una de las mejores prácticas identificadas es la migración hacia la potencia restringida o limitadores digitales de potencia, como los implementados por EPEC en Argentina que, en lugar de interrumpir totalmente el suministro, reducen la capacidad de carga del hogar (por ejemplo, a 20 amperios) para permitir un consumo básico. Este enfoque educativo permite que el usuario mantenga el servicio mientras se ve obligado a gestionar su demanda, evitando el perjuicio social del apagón total y facilitando una transición asistida hacia la formalidad.

Finalmente, la sostenibilidad de la potestad de corte en sectores vulnerables depende de su integración con medidas de inclusión social y regularización. La experiencia de EPM en Colombia y DELSUR en El Salvador demuestra que el corte no es financieramente viable de forma recurrente si no se ofrece una alternativa viable. EPM ha apostado de manera destacada por la energía prepaga, la cual permite a los usuarios pagar solo por lo que necesitan y evitar la acumulación de deudas inmanejables; DELSUR, en cambio, ha centrado su estrategia en el financiamiento para la regularización, facilitando que usuarios en condición irregular formalicen su suministro sin enfrentar barreras económicas insalvables. El uso de medidores prepago en zonas de alta morosidad ha

demostrado ser una “medida estrella” para transformar la relación comercial, otorgando autonomía al cliente y reduciendo drásticamente la necesidad de suspensiones coercitivas. Así, aunque la potestad de corte sigue siendo una piedra angular de la seguridad jurídica y la disciplina de mercado en la región, su éxito moderno reside en su capacidad de transformarse en un componente de un sistema integral de gestión de integridad de red, donde la tecnología digital y el acompañamiento comunitario aseguren que la recuperación de la renta no se logre a expensas de la fractura del tejido social.

7.3.2. Judicialización

La judicialización de las PNT constituye el conjunto de procesos y acciones legales, tanto en la esfera penal como administrativa, destinados a sancionar el hurto de energía y asegurar la recuperación efectiva de los ingresos no percibidos por las empresas distribuidoras. En el marco de la gestión moderna de redes, esta medida ha dejado de ser una respuesta reactiva basada en inspecciones físicas manuales para convertirse en un modelo integral de defensa de la renta que incorpora tecnologías de medición inteligente (AMI), analítica avanzada e inteligencia artificial para robustecer la capacidad probatoria ante los tribunales. La judicialización busca transformar la irregularidad técnica en una consecuencia jurídica concreta, enviando una señal de disciplina de mercado que desincentive la reincidencia y proteja la integridad de la infraestructura crítica nacional.

La judicialización opera fundamentalmente bajo dos vías: la penal, orientada a la sanción punitiva del delito de defraudación de fluidos, y la administrativa o contractual, centrada en el restablecimiento del equilibrio económico mediante el cobro retroactivo de la energía consumida. Una de las principales ventajas de un sistema judicial eficiente es la generación de un efecto disuasorio real; por ejemplo, la divulgación de condenas efectivas en medios de comunicación contribuye

a que la sociedad perciba el hurto de energía como un robo con consecuencias tangibles. Asimismo, permite a las empresas recuperar flujos de caja vitales que de otro modo se convertirían en pérdidas financieras directas o en cargos trasladados injustamente a los usuarios que pagan puntualmente sus facturas.

Sin embargo, la implementación de estas estrategias enfrenta barreras estructurales significativas en América Latina. La congestión de los sistemas judiciales provoca que los procesos penales sean excesivamente lentos; en países como Colombia, un caso de defraudación puede dilatarse entre siete y ocho años antes de llegar a una sentencia, lo que genera una percepción de impunidad. A esto se suma la brecha de capacitación técnica en jueces y fiscales, quienes a menudo subestiman la gravedad de estos delitos frente a crímenes de mayor impacto social inmediato. Además, existe el riesgo de confrontación social en zonas de alta vulnerabilidad, donde la acción legal sin un acompañamiento de programas de normalización puede derivar en violencia contra las cuadrillas de inspección o bloqueos territoriales.

Las entrevistas y fuentes documentales permiten identificar modelos contrastantes en la forma de abordar la persecución legal del fraude. Brasil destaca por un enfoque de alta integración con la fuerza pública. Enel Brasil reporta una colaboración estrecha con la policía, logrando en São Paulo más de 300 detenciones por hurto de energía en un solo año, lo que refuerza significativamente la disciplina del mercado. Esta efectividad se apoya en la existencia de unidades policiales especializadas en servicios delegados, permitiendo detenciones en flagrancia que son difíciles de refutar en tribunales.

En Colombia, la “defraudación de fluidos” es un delito penal, pero las empresas enfrentan procesos judiciales sumamente dilatados, que pueden durar entre 7 y 8 años. Enel Colombia mantiene activos cientos de procesos ante la fiscalía buscando transmi-

tir disciplina, aunque los resultados de condenas efectivas son limitados. Por su parte, EPM resalta la importancia de convenios de servicios periciales con investigadores judiciales para robustecer el acervo probatorio, aunque lamentan que los jueces no siempre comprenden la complejidad técnica del sector eléctrico.

En Perú, empresas como Electro Dunas han comenzado a judicializar casos de manera más agresiva, logrando sentencias de hasta 3 años de prisión. La distribuidora utiliza estas condenas en sus campañas publicitarias para que la comunidad comprenda que el hurto es un robo “como cualquier otro”. CVC Energía también destaca que el convenio con la Policía Nacional del Perú (PNP) ha sido clave para identificar suministros irregulares y generar un efecto disuasorio que se propaga por el “boca a boca” entre vecinos.

El caso de ENSA en Panamá ilustra la frustración probatoria. A pesar de documentar fraudes mediante laboratorios técnicos, la empresa reporta que pierde el 85% de los casos ante el regulador, quien suele dar la razón al cliente por considerar insuficientes las pruebas aportadas. Esto evidencia que, sin un consenso normativo sobre qué constituye una “prueba plena”, la judicialización administrativa puede ser estéril.

En Chile, las cooperativas agrupadas en FENACOPEL enfrentan dificultades extremas para probar consumos no registrados (CNR), sumado a la violencia rural donde las cuadrillas de inspección en algunos casos son recibidas con armas de fuego, impidiendo la recolección de pruebas físicas. En Argentina, distribuidoras como SECHEEP señalan que el hurto de energía no es punible penalmente en su marco actual, limitando su acción a la gestión comercial. En contraste, EDENOR apuesta por la digitalización total del acta de inspección con fotos georreferenciadas para asegurar que la prueba no pueda ser cuestionada por falta de trazabilidad.

7.3.3. Normativa y regulación de pérdidas

La normativa y regulación de pérdidas constituye el andamiaje jurídico, técnico y administrativo que establece las reglas de juego fundamentales bajo las cuales las distribuidoras de energía eléctrica deben gestionar la energía no facturada. Este ámbito regulatorio se ocupa de la capacidad legal de la empresa para intervenir, la tipificación de las infracciones y los protocolos de protección al consumidor que rigen la relación contractual. En América Latina, la robustez de este marco es determinante, pues las PNT a menudo desbordan la capacidad operativa de las empresas para adentrarse en territorios donde la informalidad es estructural o la seguridad pública está comprometida.

Un marco regulatorio integral debe partir de una definición técnica y legal inequívoca de lo que constituye una pérdida, separando con precisión aritmética las mermas técnicas —inherentes al transporte físico— de las no técnicas, derivadas de comportamientos humanos o fallas administrativas. En este sentido, una de las problemáticas más recurrentes en la región es la obsolescencia normativa frente al avance tecnológico. Testimonios recogidos en empresas como Pluz Energía en Perú resaltan que la normativa vigente en su mercado data del año 2006, una época diseñada para un parque de medidores electromecánicos, lo que deja enormes vacíos legales ante fraudes modernos que involucran la manipulación sofisticada de tarjetas electrónicas o la inyección de cargas en la red que las normas antiguas no alcanzan a tipificar adecuadamente. Esta falta de actualización debilita la posición jurídica de las empresas ante los organismos de control, que a menudo fallan a favor del usuario ante la imposibilidad de sustentar las pruebas según protocolos que no reflejan la realidad digital actual.

En cuanto a las buenas prácticas, destaca el enfoque multisectorial para abordar las denominadas “zonas de riesgo”. En Brasil, empresas como Enel Rio y Equatorial ope-

ran bajo normativas de la ANEEL que han comenzado a reconocer explícitamente la existencia de áreas donde la criminalidad organizada ejerce un poder paralelo que impide la actuación técnica. Esta clasificación permite a la distribuidora sustentar ante el regulador la imposibilidad física de reducir las pérdidas en dichos territorios sin una intervención integral del Estado que incluya seguridad y regularización de la propiedad.

Un punto de conflicto normativo recurrente es la asimetría de responsabilidades entre el distribuidor y el comercializador. En Colombia se ha identificado como un “punto de dolor” crítico que la carga de combatir las pérdidas recaiga casi exclusivamente en el operador de red (OR), mientras que los comercializadores puros no asumen los costos de la energía hurtada por sus clientes ni participan activamente en la inspección de los equipos de medida, de los cuales a menudo son dueños legales. Esta fragmentación de incentivos permite que el fraude persista en los eslabones más débiles de la cadena, subrayando la necesidad de una regulación que alinee las obligaciones de todos los agentes del mercado para que la lucha contra el fraude sea sistémica y no un esfuerzo aislado de quien opera la infraestructura.

Respecto a la protección al consumidor y la recuperación de deuda, las distribuidoras enfrentan realidades normativas contrastantes que impactan su salud financiera. La experiencia en países como Ecuador indica que los marcos normativos con un fuerte enfoque en la defensa del usuario pueden generar barreras administrativas significativas. En estos contextos, los procesos de reclamación en instancias de protección al consumidor imponen altos estándares probatorios a las empresas. Esta rigurosidad procedimental, enfocada en la protección del cliente, a menudo limita la capacidad de las distribuidoras para materializar cobros retroactivos de energía, incluso frente a escenarios con evidencia técnica de manipulación. En cambio, en Costa Rica, el ICE opera

bajo una regulación que obliga a recuperar toda la energía no facturada y permite cargar al cliente los costos de inspección y reparación, enviando una señal nítida de disciplina de mercado. Por su parte, la experiencia en Chile con la implementación de medidores inteligentes (AMI) dejó una lección valiosa para la región: cualquier cambio regulatorio que afecte la propiedad de los activos o los costos percibidos debe ir acompañado de una política pública de comunicación robusta; de lo contrario, la oposición social y política puede frenar inversiones tecnológicas vitales.

Finalmente, la regulación debe abordar la autonomía de gestión, especialmente en las empresas de propiedad pública que suelen estar más expuestas a la interferencia. Una regulación moderna debería garantizar que las inversiones contra las PNT se basen en análisis de datos y rentabilidad operativa, y no en la disponibilidad política de fondos. En este sentido, la digitalización de los procesos de campo, desde la detección mediante algoritmos hasta la facturación automatizada, aparece como la herramienta normativa definitiva para asegurar la trazabilidad y la integridad de las pruebas legales, reduciendo la discrecionalidad y mejorando la efectividad global del sistema regulado.

7.3.4. Incentivos regulatorios y reconocimiento tarifario

Los incentivos regulatorios y el reconocimiento tarifario representan uno de los pilares más sofisticados y críticos en la arquitectura institucional diseñada para combatir las pérdidas no técnicas (PNT). Este tipo de medidas no se traducen en una acción física sobre la red, como el blindaje o la inspección, sino que consisten en el diseño de señales económicas precisas por parte del regulador para alinear los objetivos financieros de las distribuidoras con los estándares de eficiencia operativa. El fundamento de esta estrategia radica en el esquema de “regulación por incentivos”, donde el regulador establece un nivel de pérdidas eficientes o

reconocidas que la empresa tiene permitido trasladar a la tarifa final del usuario. Bajo esta lógica, si la distribuidora logra reducir sus pérdidas reales por debajo de la meta impuesta, puede retener la diferencia económica como una utilidad adicional, pero si sus pérdidas exceden el límite reconocido, la empresa debe absorber el costo financiero íntegro de la energía no facturada, lo que presiona directamente su rentabilidad.

Este enfoque ofrece ventajas sustanciales, pues proporciona la viabilidad financiera necesaria para acometer inversiones de largo plazo en tecnologías avanzadas como la infraestructura de medición inteligente (AMI), que a menudo tienen costos iniciales elevados que no podrían recuperarse sin un marco claro de remuneración. Además, la existencia de estos incentivos fomenta lo que se denomina una “visión PNT” en toda la organización, logrando que la reducción de pérdidas no sea solo una tarea del área comercial, sino un objetivo estratégico que permea desde el mantenimiento de redes hasta el servicio al cliente. A largo plazo, un sistema que incentiva la eficiencia permite que las tarifas sean más bajas y equitativas, evitando que los usuarios que pagan puntualmente asuman los costos de las ineficiencias del sistema o del fraude de terceros.

No obstante, la implementación efectiva de estos incentivos exige requerimientos rigurosos, empezando por la necesidad de contar con un cálculo extremadamente preciso de las pérdidas técnicas. Debido a que las PNT suelen calcularse de forma residual, restando las pérdidas técnicas y la energía facturada de la energía total inyectada, cualquier error en el modelado técnico de la red distorsiona automáticamente la señal de PNT, castigando o premiando a la empresa de forma injusta. Asimismo, el marco regulatorio debe poseer una estabilidad y previsibilidad ejemplares, de modo que las empresas puedan asumir los riesgos de inversión con la certeza de que las reglas de remuneración no cambiarán abruptamente durante la vida útil de los activos.

A pesar de sus beneficios, existen barreras críticas que pueden neutralizar estos incentivos, siendo la más notable la sensibilidad política que a menudo interfiere en el diseño de las tarifas, manteniéndolas artificialmente bajas o impidiendo el reconocimiento de costos reales, lo que rompe el equilibrio económico-financiero del contrato de concesión y desalienta la inversión privada. Algunas empresas públicas, como es el caso de EPE SF de Argentina, sugieren que la gestión de inversiones en tecnología y cuadrillas de inspección está frecuentemente sujeta a recortes o vaivenes políticos, lo que contrasta con la mayor inercia hacia la eficiencia que suelen mostrar las operadoras privadas. Asimismo, el reconocimiento tarifario a menudo ignora factores externos no gestionables, como la pobreza extrema o la inseguridad en asentamientos informales. En Panamá, por ejemplo, el regulador utiliza un benchmarking basado en empresas de Estados Unidos que operan en contextos socioeconómicos radicalmente distintos, lo que resulta en metas de eficiencia poco realistas. Para mitigar esto, ENSA logró el reconocimiento extraordinario del 60% de las pérdidas en las denominadas “zonas rojas”, fundamentando su petición en datos oficiales de seguridad pública que demuestran la imposibilidad física de actuar en ciertos territorios.

Al observar el panorama regional, se encuentran paralelismos y diferencias marcadas en cómo cada país aborda el reconocimiento de las pérdidas. Colombia, bajo la Resolución CREG 015 de 2018, ha establecido un modelo innovador que permite a los operadores con niveles críticos de pérdidas presentar Planes de Reducción y Mantenimiento. Un aspecto destacado por EPM y Enel Colombia es que este marco no solo reconoce el costo de la energía recuperada, sino también los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) asociados específicamente al combate de las PNT, entendiendo que sostener niveles bajos de pérdida requiere un esfuerzo operativo constante y no solo una inversión inicial en activos. De manera similar, DELSUR en El Salva-

dor logró resultados sobresalientes al tener reconocido el 100% de la pérdida técnica y la mitad de la no técnica, lo que le proporcionó el oxígeno financiero para reducir sus pérdidas totales del 10% al 7% en un periodo de cinco años mediante una gestión comercial transparente y eficiente.

En contraste, el modelo de Perú se fundamenta en la “Empresa Modelo Eficiente”, donde el regulador fija un tope estricto de PNT, generalmente del 2,56% en baja tensión, basándose en una red teórica optimizada. Empresas como Pluz Energía han manifestado que este marco, diseñado originalmente en 2006, se ha quedado rezagado frente a la evolución tecnológica del fraude, como se mencionó en la sección anterior. La diferencia con los modelos de Colombia o Brasil es que el sistema peruano ejerce una presión constante hacia una eficiencia teórica máxima, lo que ha generado controversias sobre si los costos operativos en zonas de difícil acceso están siendo plenamente reconocidos. Un desincentivo similar se observa en Centrosur (Ecuador), que a pesar de tener uno de los mejores índices de pérdidas de la región (en torno al 6%), el regulador les reconoce exactamente ese valor, sin premiar el esfuerzo adicional por mantenerse debajo de la media nacional, lo que genera una sensación de castigo hacia las empresas más eficientes.

En Brasil, la ANEEL aplica un modelo de Competencia por Comparación (Yardstick Competition) que utiliza variables socioeconómicas para agrupar a las distribuidoras en clústeres de similar complejidad. Según Enel Brasil, para que este modelo y las nuevas tecnologías como el prepago funcionen, es indispensable una diferenciación tarifaria que incentive al usuario a adoptar esquemas más eficientes de pago y consumo. Además, recalcan la importancia de una comunicación proactiva con el cliente para que el proceso de inspección no sea visto como una penalidad arbitraria sino como una recuperación justa de recursos. Por otro lado, en Costa Rica, el ICE opera bajo una métrica sencilla donde el regulador reconoce un

máximo del 8,30% basado en el promedio del mercado, obligando a las siete distribuidoras del país a competir por situarse debajo de esa marca para evitar pérdidas financieras directas.

Existen casos donde el reconocimiento de pérdidas se traslada al ámbito de la política social, como ocurre con SECHEEP en Argentina, que al no contar con un reconocimiento tarifario formal por parte del regulador para zonas de alta vulnerabilidad, depende de programas provinciales donde el gobierno financia directamente el consumo en villas y asentamientos medidos en subestación. Esta situación se asemeja a las discusiones en Chile, donde Enel Chile enfrentó una fuerte oposición social en 2019 ante la masificación de medidores inteligentes (AMI), debido a que no hubo una política pública clara que explicara los beneficios de la inversión

ni quién debería asumir su propiedad, lo que terminó frenando el despliegue tecnológico y obligando a una revisión de la normativa.

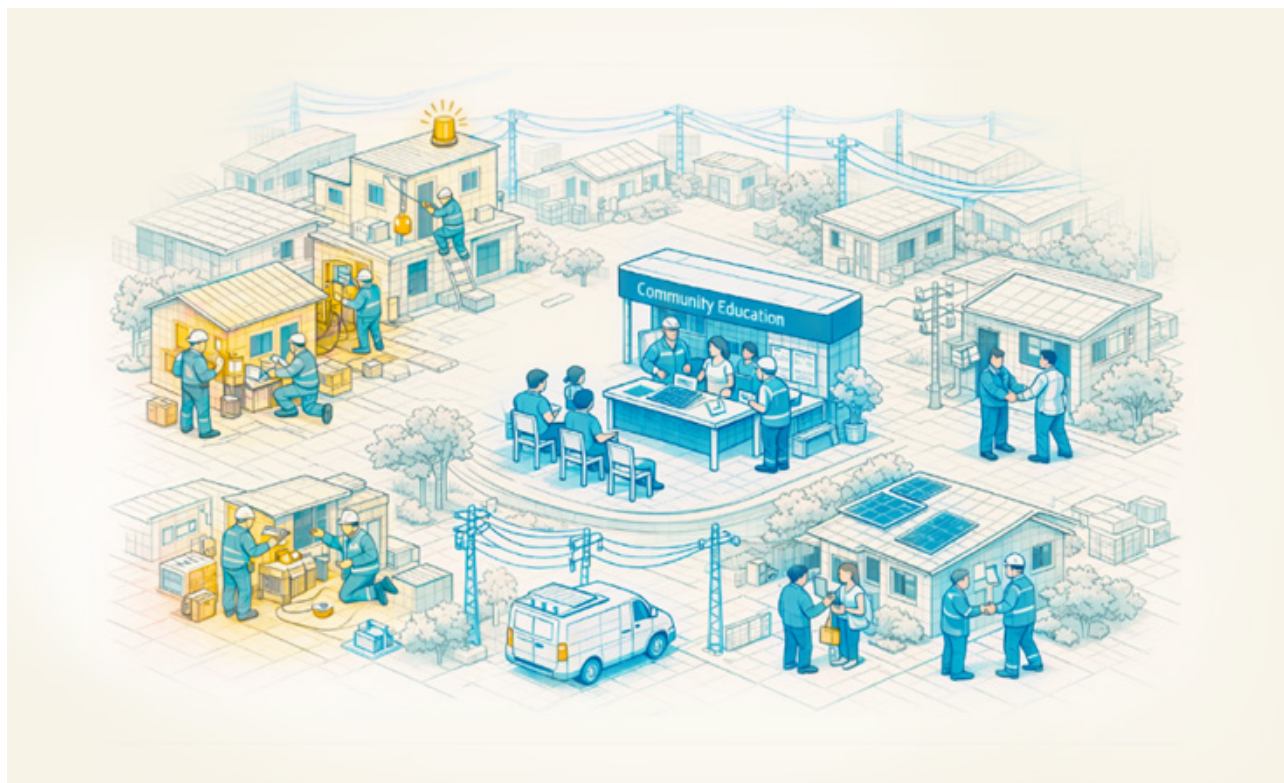
Finalmente, es importante mencionar que la tendencia regulatoria moderna está comenzando a vincular la reducción de pérdidas con la sostenibilidad ambiental. Dado que las PNT incentivan el sobreconsumo al no haber una señal de precio real para quien hurta energía, se estima que este fenómeno genera entre 5 y 6 millones de toneladas de CO2 anualmente en la región. La integración de metas de reducción de pérdidas en las estrategias nacionales de cambio climático podría abrir nuevas fuentes de financiamiento verde, permitiendo que las inversiones en blindaje de redes y digitalización sean remuneradas no solo por su eficiencia operativa, sino por su contribución a la descarbonización de la economía.

7.4. ESTRATEGIAS COMUNITARIAS Y CONCIENCIACIÓN

7.4.1. Campañas de prevención y seguridad eléctrica

Las campañas de prevención y seguridad eléctrica representan un cambio de paradig-

ma dentro de la gestión de PNT en América Latina y el Caribe, transitando desde un enfoque de fiscalización puramente punitivo hacia uno basado en el marketing social y la gestión integral del riesgo. Este enfoque se



sustenta en la premisa de que la comunicación del riesgo vital constituye un disuasor mucho más potente y socialmente aceptable que la amenaza de sanciones legales o multas económicas. El alcance de estas iniciativas trasciende la advertencia técnica para insertarse en la educación cívica y la transformación cultural, vinculando el uso legal de la energía con la protección de la integridad física de las familias y la comunidad. Se busca romper la justificación social del fraude al presentar la manipulación de redes como actividades que ponen en riesgo la salud de las personas, tales como la muerte por electrocución, incendios estructurales y la pérdida del patrimonio, transformando el hurto de una supuesta “astucia o picardía social” en una conducta percibida como riesgosa y criminal.

Estas campañas se despliegan bajo el concepto de que el factor humano es el eslabón más crítico en la cadena de distribución. Empresas como la ESSA en Colombia, con su lema “Conéctate con la seguridad, desconéctate del peligro”, presentan información dirigida a resaltar que el ahorro económico derivado de un “enganche” se perciba como insignificante frente al riesgo de discapacidad permanente o pérdida de la vida. Además, se educa al usuario sobre la protección del patrimonio individual, advirtiendo que las conexiones clandestinas, al carecer de protecciones como fusibles de capacidad correcta o sistemas de puesta a tierra, generan fluctuaciones de voltaje que pueden destruir electrodomésticos cuyo costo de reposición supera con creces el beneficio de la ilegalidad. De hecho, Pluz Energía en Perú indica que hasta siete de cada diez incendios en zonas críticas tienen su origen en el consumo eléctrico irregular, lo que refuerza la necesidad de usar la seguridad como el argumento principal para incentivar la denuncia ciudadana.

Las experiencias recogidas a través de las distribuidoras latinoamericanas revelan una diversidad de buenas prácticas que combinan tecnología, presencialidad y creatividad

comunicativa adaptada a cada territorio. En Ecuador, la EEQ ha identificado que los niños actúan como multiplicadores de información altamente efectivos, utilizando sketches informativos y contenidos cómicos en los colegios para que el mensaje de riesgo escale hacia los adultos, lo que ha resultado en un incremento notable de los canales de denuncia ciudadana por parte de vecinos que se sienten amenazados por el fraude ajeno. En la misma línea, SECHEEP en Argentina y EDP en Brasil enfocan sus programas de sensibilización en el uso racional y eficiente desde la etapa escolar, integrando agentes que visitan el campo para incentivar el cambio de tecnologías antiguas por lámparas LED, humanizando la relación comercial. Por su parte, Enel Brasil ha apostado por la transparencia tecnológica y la comunicación proactiva, utilizando WhatsApp y YouTube para informar a los clientes sobre los procesos de inspección, enviando mensajes claros cuando se detecta una irregularidad (Termo de Ocorrência e Inspeção - TOI) para asegurar que el usuario comprenda que no se trata de una penalidad arbitraria, sino de una recuperación de energía necesaria para la justicia tarifaria.

Enel Chile ha implementado el Centro de Excelencia, un laboratorio que representa una red de distribución a escala real, energizada bajo condiciones seguras, para que la comunidad comprenda físicamente los peligros de la manipulación ilegal. En contextos de alta conflictividad, como los reportados por CVC Energía en Perú, la simple distribución de flyers informativos y capacitaciones básicas sobre cortocircuitos ha permitido disminuir los indicadores de fraude incluso en zonas donde antes el acceso de las cuadrillas era impedido por la agresividad de los usuarios. Esta “energía con propósito” busca que la población valore el suministro formal no solo como un servicio, sino como una prueba de residencia que otorga dignidad y acceso a otros beneficios sociales, reduciendo el sobreconsumo ineficiente que caracteriza al hurto y que genera anualmente entre 5 y 6 millones de toneladas de CO2 en la región

debido a la falta de incentivos para el ahorro.

La efectividad de estas campañas también depende de su capacidad para adaptarse a ciclos estacionales y geográficos. Algunas distribuidoras intensifican sus alertas durante la época decembrina, advirtiendo sobre el riesgo de incendios por el uso de luces navideñas no certificadas y como recordatorio constante de la peligrosidad de interactuar con la red. No obstante, las empresas enfrentan barreras críticas como la desinformación generada por grupos organizados que promueven la “cultura del no pago”, argumentando que la energía es un derecho gratuito, lo que obliga a un acompañamiento social sostenido por parte de equipos multidisciplinarios que incluyan sociólogos y gestores comunitarios.

Finalmente, la tendencia regional sugiere que las campañas de prevención son exitosas solo cuando se integran con soluciones comerciales habilitantes y modernización tecnológica. La experiencia de EPM en Colombia, con más de 300,000 clientes en energía prepago, y de Enel Colombia, con su iniciativa “Energía segura para todos”, demuestra que ofrecer una alternativa de conexión formal, segura y de bajo costo erradica la necesidad de recurrir a conexiones artesanales. El blindaje de redes y la instalación de medidores en altura deben ir precedidos por mesas de diálogo con líderes locales para evitar el rechazo a la tecnología. La seguridad eléctrica es el lenguaje más elocuente para proteger la vida y la infraestructura, demostrando que un sistema con bajas pérdidas es más resiliente y sostenible.

7.4.2. Legalidad y formación cívica

La legalidad y formación cívica operan sobre la dimensión cultural y ética del usuario para transformar su relación con el servicio eléctrico. Esta categoría se enfoca en la construcción de una “cultura de la legalidad”, donde el suministro eléctrico deja de percibirse como un recurso inagotable, gratuito o un botín político, y se reconoce como

un servicio público esencial que requiere una contraprestación justa para garantizar su calidad, expansión y seguridad. En América Latina, este desafío es particularmente complejo debido a la persistencia de una norma social que a menudo trata la electricidad como un derecho absoluto desligado del deber de pago, lo que genera “trampas de ineficiencia” donde el robo es tolerado social y, en ocasiones, incentivado. Por ello, el alcance de estas medidas busca romper el ciclo de informalidad mediante el marketing social, la transparencia en la comunicación de los costos reales del fraude y la creación de un sentido de pertenencia y responsabilidad compartida entre la empresa distribuidora y la comunidad.

Las mejores prácticas han migrado hacia modelos de gestión comunitaria e inclusión social, reconociendo que el endurecimiento de penas por sí solo choca con la realidad de la pobreza energética y la debilidad institucional. El BID subraya que la tolerancia a las pérdidas es ineficaz para promover la equidad, ya que los costos de la energía hurtada terminan siendo trasladados a los usuarios legales o degradan la calidad del servicio para los más vulnerables, quienes carecen de recursos para protegerse ante la inestabilidad del voltaje. En este sentido, una buena práctica identificada es el uso de la teoría del intercambio, donde la empresa ofrece seguridad, estabilidad patrimonial y dignidad (como la factura como prueba de residencia para acceder a microcréditos) a cambio de la formalización del servicio. Por el contrario, una mala práctica recurrente es el “populismo punitivo” o la politización del sector, donde se permite la irregularidad como una forma de subsidio ciego que debilita la capacidad de inversión y la credibilidad de las instituciones.

Las experiencias documentadas por las distribuidoras latinoamericanas muestran diversas trayectorias para fomentar la formalización y la ética ciudadana. En Perú, empresas como Electro Dunas han optado por un discurso directo y disuasorio, lanzan-

do campañas que advierten que “quien roba energía va preso”, utilizando sentencias judiciales reales de hasta tres años de prisión para educar sobre el carácter delictivo del hurto. En contraste, EPM en Colombia ha desarrollado un modelo de gestión social profunda, donde el pilar no es el corte del servicio, sino el acompañamiento de gestores sociales que actúan como puentes con líderes comunitarios para introducir la energía prepago. Esta solución ha permitido vincular a más de 300,000 clientes vulnerables al sistema formal, permitiéndoles gestionar su consumo según su flujo de caja diario y eliminando la necesidad de recurrir a conexiones artesanales peligrosas.

La estrategia de Enel Brasil bajo el programa “Energía Legal” integra la fiscalización técnica con la educación, llevando oficinas móviles a las comunidades para negociar deudas y realizar inspecciones conjuntas con la población. Un paralelismo interesante se observa en Argentina, donde EPEC y EPESF han desarrollado programas de “inclusión eléctrica” específicos para barrios populares y villas, articulándose estrechamente con gobiernos provinciales y municipales. Esta estrategia implica ejecutar obras de infraestructura previas a la regularización comercial, estableciéndolas como una condición indispensable para garantizar la seguridad eléctrica y la sostenibilidad de la formalización. En estos contextos, la formación cívica incluye enseñar el uso responsable de la energía a referentes barriales, logrando un cambio cultural que se refleja en una mayor tasa de permanencia y menor reincidencia en el fraude.

Por su parte, DELSUR en El Salvador ha identificado que la formalización requiere incentivos económicos directos, como el financiamiento de las instalaciones eléctricas internas, eliminando la barrera técnica inicial que impide a las familias de bajos recursos legalizarse. Finalmente, la tendencia regional sugiere que la legalidad debe vincularse con la sostenibilidad ambiental, comunicando que la reducción de pérdidas no es solo

un objetivo financiero, sino una contribución directa a la disminución de emisiones de CO2 y a la resiliencia climática de las ciudades.

7.4.3. Trabajo comunitario y articulación

El trabajo comunitario y la articulación intersectorial representan la frontera más avanzada y necesaria en la gestión de las PNT, operando bajo la premisa fundamental de que el hurto de energía no puede resolverse exclusivamente mediante un enfoque técnico o punitivo, ya que sus raíces son profundamente socioeconómicas, políticas y ambientales. Esta categoría de medidas busca desplazar el eje de la intervención hacia la construcción de una licencia social para operar, entendida como el apoyo y la confianza de las comunidades que permiten a la empresa distribuidora ejecutar sus funciones en entornos de alta complejidad social. El alcance de estas estrategias es holístico, integrando la modernización de la infraestructura con programas de sensibilización social, coordinación con autoridades, y la creación de mecanismos de diálogo permanente que humanicen la relación entre la empresa y el usuario. En la región, las mejores prácticas demuestran que la reducción de pérdidas es sostenible solo cuando se vincula con la mejora real de la calidad de vida de las poblaciones, transformando el suministro eléctrico en una “energía con propósito” que otorga dignidad y seguridad jurídica.

La desarticulación institucional es una de las principales trampas de ineficiencia en la región, pues la ausencia de políticas sociales sólidas lleva al Estado a tolerar el robo de energía como una forma de transferencia informal de recursos. Por el contrario, las experiencias exitosas se han basado en un claro soporte institucional y un enfoque multisectorial que involucra no solo a las distribuidoras, sino a entidades de planificación territorial y seguridad pública. Una buena práctica recurrente es el uso del marketing social, donde la empresa ofrece es-

tabilidad y protección patrimonial a cambio de la legalización del servicio. En contraste, una mala práctica común ha sido la implementación de tecnologías avanzadas, como los medidores inteligentes, sin una comunicación previa adecuada, lo que en contextos como el de Chile generó una fuerte oposición social y política que frenó el despliegue tecnológico.

Las experiencias documentadas por las distribuidoras latinoamericanas ofrecen detalles sobre cómo se aterriza este trabajo comunitario en el territorio. Enel Brasil ha sido pionera en el uso de líderes comunitarios, contando con una red de más de 800 referentes que actúan como agentes de mediación para generar confianza y facilitar la entrada de cuadrillas técnicas para realizar inspecciones conjuntas, negociar deudas y promover proyectos de eficiencia energética, como el cambio de refrigeradores o lámparas LED, logrando que el usuario se sienta un socio del sistema y no una víctima de la fiscalización. En Uruguay, la empresa UTE ha innovado con sus “brigadas de cercanía”, compuestas por un técnico y un agente comercial, que visitan los hogares para asesorar y arreglar instalaciones internas de forma gratuita como incentivo para la formalización, logrando que el cliente evite caer en deudas impagables.

En Argentina, empresas como EPEC han invertido la lógica tradicional, yendo proactivamente hacia los asentamientos informales para individualizar a cada familia y acompa-

ñar el proceso de formalización mediante obras de baja tensión que preceden la fiscalización, trabajando de la mano con municipios en la diagramación de loteos seguros. Por su parte, Edenor destaca la importancia de trabajar con fundaciones para capacitar a los nuevos usuarios en el uso racional de la energía, asegurando que su consumo sea pagable y evitando la reincidencia en el fraude por facturas inmanejables. Sin embargo, el camino no está exento de barreras; en zonas de severas restricciones operativas, las empresas enfrentan la oposición de grupos organizados que promueven una “cultura del no pago”, lo que obliga a las distribuidoras a coordinar sus operativos de corte y regularización con el apoyo de la fuerza pública, como ocurre en los casos reportados por Electro Dunas en Perú y SAESA en Chile.

La República Dominicana ofrece un modelo distintivo a través de los “Comités de Seguimiento y Enlace” (COSE) y la firma de “Pactos Sociales” entre las comunidades y las distribuidoras. En estos acuerdos, la empresa se compromete a mejorar la continuidad del suministro y reparar las redes peligrosas, mientras que la comunidad asume la responsabilidad de no realizar conexiones ilegales y denunciar manipulaciones sospechosas, creando un sistema de corresponsabilidad que ha permitido reducir las pérdidas comerciales significativamente. Este tipo de innovaciones demuestra que el trabajo comunitario debe ser flexible y adaptarse a la realidad física de cada asentamiento para ser efectivo.



El trabajo comunitario y la articulación intersectorial representan la frontera más avanzada y necesaria en la gestión de las PNT

7.5. ESTRATEGIAS COMUNITARIAS Y CONCIENTIZACIÓN

Sin embargo, la eficacia de las barreras físicas y la persecución legal encuentra una frontera infranqueable en la realidad social de los territorios. La experiencia operativa demuestra que, en contextos de alta vulnerabilidad y exclusión urbana, el fraude no siempre responde a una decisión oportunista de maximizar beneficios, sino a una estrategia de subsistencia ante la falta de alternativas formales. En asentamientos donde el Estado está ausente —sin titulación de la propiedad, trazado de calles ni infraestructura pública—, la conexión irregular se convierte en la única vía de acceso a un servicio esencial. En estos escenarios, las medidas puramente coercitivas, como el corte reiterado o el blindaje de redes, suelen generar un ciclo desgastante de reconexiones inmediatas y conflictos sociales, sin resolver la causa raíz del consumo no registrado.

Frente a esta evidencia, las distribuidoras han comenzado a distinguir entre la irregularidad maliciosa y la exclusión estructural, reconociendo que existe un segmento relevante de usuarios que, viviendo al margen del sistema, manifiesta disposición a regularizar su situación para acceder a un servicio seguro y de calidad. Esta lectura ha impulsado a las empresas a complementar sus gerencias de pérdidas con áreas especializadas de gestión social e inclusión, y a establecer alianzas con municipalidades y organismos estatales. El objetivo deja de ser únicamente proteger la red para pasar a integrar al usuario, bajo la premisa de que la solución sostenible no radica en impedir el acceso, sino en construir las condiciones técnicas, económicas y legales para que el pago sea viable. Es precisamente de este repertorio de soluciones de lo que se ocupa el Eje 3.



EJE 3: REGULARIZACIÓN E INCLUSIÓN SOCIAL

8.1. NECESIDAD DE REGULARIZACIÓN

La evidencia recogida en entrevistas muestra que una parte relevante de las PNT en la región se sostiene en situaciones estructurales de informalidad y exclusión del servicio, donde existen usuarios sin contrato, sin medidor o con conexiones irregulares en campamentos, asentamientos precarios o zonas periurbanas de alta vulnerabilidad, tal como lo exponen UTE, SAESA y CENS. En estos contextos, la lógica de control basada solo en detección e inspección tiende a generar resultados transitorios: se interviene un punto, pero la irregularidad reaparece rápidamente si no se habilita un camino viable hacia la formalidad, según lo comentan UTE y ESSA. Además, Electro Dunas y ESSA reportan restricciones operativas y de seguridad que limitan la capacidad de fiscalización sostenida en terreno, lo que refuerza la necesidad de enfoques que combinen gestión técnica-comercial con estrategias sociales y territoriales.

En este marco, la regularización se entiende como una condición habilitante para una reducción sostenible de PNT, pues busca convertir consumo irregular en suministro formal, con medición, facturación y canales de atención estables, reduciendo riesgos eléctricos y mejorando la continuidad del servicio. La experiencia de ENSA y SAESA sugiere que este proceso suele requerir articulación con actores públicos por temas de legalización de suelo, habilitación de suministros y abordaje multisectorial (por ejemplo, asentamientos ilegales donde la formalización excede la capacidad de acción unilateral de la distribuidora). En consecuencia, la regularización no es una medida aislada, sino un proceso que permite tratar de forma diferenciada a clientes con altos

niveles de vulnerabilidad socioeconómica y sostener la reducción de pérdidas más allá del ciclo reactivo de corte-reconexión (UTE y Enel Brasil).

8.2. INSTRUMENTOS HABILITANTES

En los contextos donde las PNT están asociadas a exclusión del servicio, informalidad persistente y vulnerabilidad socioeconómica, las empresas entrevistadas, describen instrumentos “habilitantes” que complementan el control y la fiscalización. Estos instrumentos buscan (i) incorporar clientes al sistema formal con acompañamiento social y adecuación territorial; (ii) evitar que la deuda y la rigidez de cobro empujen la recaída en la irregularidad; y (iii) reducir barreras económicas de acceso mediante tarifas sociales o subsidios, favoreciendo la sostenibilidad del vínculo contractual.

8.2.1. Inclusión energética

La inclusión energética se presenta como un conjunto de prácticas orientadas a fidelizar usuarios al sistema formal en barrios vulnerables, reduciendo riesgos eléctricos y creando condiciones para una cultura de pago. Un elemento recurrente es el trabajo de cercanía y la presencia sostenida en terreno, por ejemplo, EPEC SAU ha implementado programas que combinan regularización con formación de referentes barriales sobre uso responsable de la energía y apoyo en trámites y gestión de consultas/pagos. En una lógica similar, CENS reporta la creación de equipos o líneas de gestión social para vinculación de usuarios en asentamientos, incluyendo la ejecución de infraestructura asociada a la formalización y la mitigación de riesgos de origen eléctrico.

Otra buena práctica mencionada por SECHEEP y EEQ es la estructuración de dispositivos específicos para el abordaje territorial: equipos dedicados que visitan barrios, levantan información y gestionan la regularización, o proyectos focalizados para llegar a zonas vulnerables y reducir conflictividad asociada a sectores históricamente no medidos. En Uruguay, se describe la segmentación explícita de “clientes sin inclusión” como un grupo que requiere tratamiento diferenciado, articulando estrategias de control con un proyecto de inclusión social (UTE). En esa misma línea, la UTE destaca la incorporación de brigadas de cercanía compuestas por un perfil técnico y uno comercial, orientadas a regularizar y acompañar al cliente para evitar que quede “atrapado” en una deuda impagable, reportando aumento de clientes formalizados tras la intervención.

Finalmente, varias empresas (SAESA, ENSA y Enel Brasil) señalan que, en campamentos o asentamientos ilegales, la inclusión ener-

gética depende de condiciones externas (legalidad del terreno, coordinación estatal y seguridad), por lo que el instrumento clave es la articulación multisectorial (municipios/Estado y otros servicios), e incluso el aprovechamiento de procesos de regularización de otros servicios, como el agua, para facilitar la regularización eléctrica. En esta misma línea, EDEQ ha facilitado el acceso seguro al servicio a 1.900 familias en condiciones de subnormalidad mediante trabajo conjunto con autoridades municipales, logrando reducir los riesgos eléctricos para estos clientes. La experiencia plantea además una reflexión de fondo: las pérdidas generadas por falta de control urbano —cuyo origen está en decisiones de ordenamiento territorial ajenas al operador de red— no deberían ser asumidas por el conjunto del mercado, sino que requieren mecanismos regulatorios que involucren a las entidades departamentales responsables, articulando soluciones técnicas con responsabilidades institucionales más amplias.



8.2.2. Flexibilidad de pagos

La flexibilidad de pagos aparece como un mecanismo para sostener la regularización y evitar recaídas en conexiones irregulares por incapacidad de pago o acumulación de deuda. Entre las prácticas reportadas por CVC Energía se encuentran convenios de pago con plazos definidos y aceptación por ambas partes, acompañados de comunicación activa desde cobranzas para anticipar morosidad y mantener el vínculo con el cliente. En cooperativas como CRE RL, se mencionan esquemas graduales donde se ofrecen facilidades y, solo en última instancia, se habilita el corte del suministro, lo que opera como un proceso progresivo antes de medidas más invasivas. En Chile, se describe el uso de facilidades de pago y campañas de recupero con foco en clientes dispuestos a regularizar, apalancadas en altos niveles de recaudación.

Un instrumento específico señalado por UTE como alternativa al corte total es la reducción de potencia contratada para ciertos segmentos vinculados a inclusión social, de modo que el cliente mantenga un suministro mínimo y pagable mientras transita a la formalidad. Complementariamente, EDEA advierte que, al regularizar comercios o suministros con historial irregular, la deuda puede estar asociada a ocupantes previos, por lo que se requieren criterios de tratamiento de deuda que no bloqueen la formalización.

En paralelo, el prepago (pagar antes de consumir) se reporta como herramienta de flexibilidad y control, con distintas variantes: corte automático al agotarse el saldo, provisión de energía "de emergencia" o mecanismos de recarga y descuentos/retenciones para amortizar deudas previas (ESSA, ENSA y EPM). Para mejorar accesibilidad, EPM resalta la habilitación de múltiples canales de recarga (banco, comercios de barrio, terceros), reconociendo que parte de la población prefiere puntos presenciales cercanos. También SECHEEP y Centrosur mencionan pilotos acotados de prepago y revisiones de aplicabilidad según segmento.

8.2.3. Apoyo económico directo

El apoyo económico directo se expresa principalmente mediante tarifas sociales, diferenciadas y subsidios, como instrumentos para reducir barreras de acceso y mejorar sostenibilidad de la regularización en segmentos de alta vulnerabilidad. Se reporta la necesidad o existencia de tarifas diferenciadas para población vulnerable, con énfasis en que la sostenibilidad del esquema exige previsión de reposición/mantenimiento de equipos a lo largo del tiempo (SECHEEP). En cooperativas, CRE RL describe una tarifa solidaria regulada, aplicando descuentos para usuarios de bajos recursos. En Argentina, EDEA se menciona una tarifa regulada y coordinada para acompañar la formalización, aunque con desafíos en su implementación cuando el punto de partida era una alta prevalencia de conexiones ilegales. Asimismo, se destaca que existe un universo relevante de clientes en extrema vulnerabilidad que requiere tratamiento diferenciado dentro de la estrategia de regularización (EPEC SAU).

Desde la perspectiva de gestión, EEQ señala que la administración de subsidios suele estar organizada como una función específica (área administrativa), con transferencias estatales que operan como control monetario asociado al acceso al servicio. Finalmente, se observa el uso de segmentación de clientes para definir esquemas tarifarios o condiciones de relación comercial orientadas a mejorar recaudación y equidad de acceso en segmentos con historial de irregularidad o vulnerabilidad (Enel Chile).

8.3. INCLUSIÓN SOCIAL Y SOSTENIBILIDAD FINANCIERA

Las experiencias levantadas en entrevistas coinciden en que la regularización de suministros en contextos de vulnerabilidad solo resulta efectiva si se acompaña de condiciones económicas y sociales que permitan sostener el vínculo contractual en el tiempo. En este sentido, la inclusión social no se li-

mita al acceso inicial al servicio formal, sino que se expresa en mecanismos que aseguran continuidad de pago, reducción de reincidencias y viabilidad financiera tanto para el usuario como para la empresa distribuidora.

Desde esta perspectiva, las buenas prácticas identificadas se concentran en tres dimensiones complementarias: el uso estratégico de tarifas sociales, la gestión activa de la deuda asociada a la regularización y el acompañamiento comunitario como soporte del proceso.

8.3.1. Tarifas sociales

Las tarifas sociales aparecen como un elemento estructural para sostener la regularización en segmentos de alta vulnerabilidad, permitiendo que el suministro formal sea económicamente accesible y reduciendo el riesgo de retorno a la irregularidad. A diferencia de su rol como instrumento de acceso, en esta dimensión las entrevistas destacan su función como mecanismo de estabilización del pago en el tiempo.

Empresas como SECHEEP, CRE RL y EPEC SAU señalan que la existencia de tarifas sociales o solidarias permite consolidar la relación contractual tras la regularización, siempre que exista claridad en los criterios de elegibilidad y previsión de financiamiento para la operación y mantención del esquema. En este sentido, se enfatiza que la sostenibilidad del instrumento depende de su articulación con políticas públicas y transferencias estatales, evitando que la carga recaiga exclusivamente en la distribuidora.

Asimismo, EEQ y Enel Chile destacan la importancia de la segmentación de clientes para asignar condiciones tarifarias diferenciadas, permitiendo ajustar el tratamiento comercial según niveles de vulnerabilidad y comportamiento histórico, con impactos positivos en recaudación y permanencia en el sistema formal

8.3.2. Gestión de deuda

La gestión de la deuda emerge como un factor crítico para evitar que la regularización derive en nuevos ciclos de morosidad y desconexión. Las entrevistas muestran que, en muchos casos, la deuda acumulada (real o estimada) constituye una barrera más relevante que la tarifa misma para sostener el suministro formal.

Distribuidoras como UTE, CVC Energía y EDEA reportan prácticas orientadas a desacoplar la formalización del pago inmediato de deudas históricas, mediante convenios, refinanciamientos o tratamientos diferenciados de deuda asociada a ocupantes previos. Este enfoque busca priorizar la regularidad futura por sobre la recuperación total del pasado, reduciendo la probabilidad de abandono del sistema formal.

Adicionalmente, se mencionan estrategias alternativas al corte, como la reducción de potencia contratada en casos específicos, que permiten mantener un suministro mínimo y pagable mientras se estabiliza la situación financiera del cliente (UTE). Estas prácticas refuerzan la idea de que la gestión de deuda no es solo un mecanismo financiero, sino una herramienta de retención y sostenibilidad del vínculo comercial.

8.3.3. Acompañamiento comunitario

Finalmente, el acompañamiento comunitario se identifica como un factor habilitante para sostener en el tiempo los efectos de la regularización, especialmente en territorios donde la informalidad ha sido la norma histórica. Más que una acción puntual, las empresas describen este acompañamiento como una presencia sostenida post-regularización, orientada a prevenir recaídas y resolver fricciones tempranas.

Experiencias de EPEC SAU, CENS y Centrosur destacan el rol de equipos territoriales que continúan interactuando con referentes barriales tras la formalización, apoyando

procesos de facturación, uso eficiente de la energía y resolución temprana de problemas comerciales. Este seguimiento permite detectar señales tempranas de morosidad o desconexión informal y actuar antes de que se reinstale la pérdida no técnica.

En este sentido, el acompañamiento comunitario opera como un mecanismo de cierre del proceso de regularización, reforzando la aceptación social del suministro formal y contribuyendo a la sostenibilidad financiera de la estrategia en su conjunto.

8.4. ROL DE LA EMPRESA EN CONTEXTOS DE INFORMALIDAD

Las entrevistas evidencian que, en territorios donde la informalidad es estructural, la empresa distribuidora asume un rol que excede la gestión técnico-comercial tradicional, operando en la práctica como un actor de primera línea en la administración de conflictos sociales, territoriales y de acceso al servicio. En estos contextos, las PNT no responden únicamente a comportamientos individuales, sino a dinámicas colectivas asociadas a precariedad habitacional, ausencia de títulos de propiedad y débil presencia estatal, lo que redefine el margen de acción de la empresa.

UTE, SAESA y ENSA señalan que la distribuidora suele ser el primer. y a veces único, actor institucional presente en el territorio, enfrentando demandas de acceso al suministro aun cuando no existen condiciones legales o urbanísticas habilitantes. Esta situación tensiona el mandato regulatorio de control de pérdidas con expectativas sociales de provisión del servicio, obligando a las empresas a adoptar decisiones operativas que buscan contener el riesgo eléctrico y social, aun cuando no siempre conduzcan a una regularización inmediata.

En este marco, varias empresas destacan la necesidad de diferenciar explícitamente el tratamiento de las PNT en contextos de informalidad respecto de otros tipos de pér-

didias, evitando aplicar esquemas de control estándar que resultan ineficaces o contraproducentes. UTE y Enel Brasil subrayan que la acción unilateral basada en cortes masivos o inspecciones reiteradas tiende a escalar el conflicto y no reduce sostenidamente las pérdidas, reforzando la importancia de una intervención gradual y territorializada.

Desde una perspectiva operativa, EPEC SAU y CENS describen que el rol de la empresa se reconfigura hacia funciones de articulación y mediación, coordinando con municipios, organismos de vivienda, servicios sociales y fuerzas de seguridad para habilitar intervenciones más integrales. En estos casos, la distribuidora actúa como articulador técnico del proceso, aportando información sobre riesgos eléctricos, factibilidad de suministro y secuencias de intervención, pero reconociendo que la resolución de la informalidad excede su competencia directa.

Asimismo, Electro Dunas y ESSA reportan que las restricciones de seguridad para el personal en terreno influyen decisivamente en la definición del rol empresarial, priorizando estrategias que reduzcan la exposición a conflictos antes que acciones coercitivas sostenidas, por ejemplo, intervenciones programadas, trabajo con líderes comunitarios o despliegues conjuntos con autoridades locales. Esta adaptación operativa se presenta como una condición necesaria para mantener presencia en zonas críticas y evitar la pérdida total de control sobre la red.

Finalmente, varias entrevistas coinciden en que la empresa distribuidora cumple un rol clave en generar condiciones de transición entre informalidad y formalidad, aun cuando el proceso no pueda completarse de inmediato. SAESA, ENSA y Centrosur destacan la importancia de avanzar en soluciones intermedias (ordenamiento de redes, mitigación de riesgos, identificación de usuarios) que permitan estabilizar el sistema mientras se resuelven habilitantes externos, como la regularización del suelo o decisiones de política pública.

VISUALIZACIÓN DE MEDIDAS – FICHAS

Con el objetivo de sistematizar y comunicar de manera clara las experiencias y herramientas identificadas en el estudio, se diseñó un sistema de fichas estandarizadas que organiza la información en tres niveles complementarios, siguiendo una lógica que avanza desde una visión general hacia niveles crecientes de especificidad. Esta estructura busca facilitar la comprensión de los contenidos, orientar la lectura del documento y articular sus distintos niveles de análisis de manera ordenada.

El primer nivel corresponde a una ficha general del estudio, que sintetiza los tres ejes de análisis, sus respectivos subcriterios y las medidas asociadas a cada uno, mediante una codificación visual diferenciada. Esta ficha cumple una función introductoria y de navegación, ya que permite al lector reconocer de manera inmediata la estructura global del estudio y orientarse dentro de sus principales componentes. Asimismo, incorpora hipervínculos que facilitan el acceso a los apartados correspondientes, articulando la lectura entre los distintos niveles del sistema de fichas.

El segundo nivel está constituido por las fichas por eje, cuyo propósito es presentar de manera estructurada los alcances y ámbitos de acción, y su contexto de implementación general; además, permiten ofrecer una visión intermedia entre la una visión general del estudio y las medidas específicas, facilitando la comprensión de la organización interna de cada ámbito.

El tercer nivel corresponde a las fichas de medidas o herramientas específicas, elaboradas para sintetizar la información esencial de las medidas identificadas dentro de los distintos subcriterios. Estas fichas contem-

plan una estructura común compuesta por la definición general de la medida, sus beneficios, habilitadores y desafíos de implementación. Su orientación es principalmente analítica y aplicada, ya que permiten identificar las condiciones que favorecen su adopción, los principales obstáculos observados en la práctica y las ventajas que pueden generar en términos operativos, comerciales o de gestión. Adicionalmente, incorporan referencias a las empresas distribuidoras y países de América Latina en los que se registran experiencias de implementación de estas medidas.

En conjunto, el sistema de fichas está concebido para guiar la lectura del estudio de forma progresiva y articulada. La ficha general constituye el punto de entrada; el nivel intermedio presenta la estructura interna de cada eje; y el nivel específico concentra la información particular de cada medida. De este modo, el sistema permite transitar desde una visión global del estudio hacia el detalle de las herramientas identificadas, articulando sus distintos niveles de análisis en una secuencia clara. Con ello, facilita una comprensión progresiva del contenido y lo convierte en un recurso útil para la consulta, comparación y apropiación práctica por parte de los distintos actores del sector.

En el Anexo B podrá encontrar parte de las fichas desarrolladas en este estudio. Asimismo, puede encontrar el conjunto completo de fichas en el Repositorio colaborativo del estudio, donde se consolida la experiencia levantada en torno a la implementación de medidas y prácticas de gestión para la reducción de pérdidas no técnicas. Esta plataforma considera actualizaciones periódicas orientadas a mantener la vigencia de la información publicada, especialmente en

lo referido a regulación y normativa técnica aplicable. Además, cuenta con una sección destinada a la recopilación de sugerencias y comentarios por parte de los usuarios, con

el fin de identificar potenciales errores y fortalecer progresivamente la calidad de la información disponible.

FAMILIA 1 - DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

DETECCIÓN AVANZADA DE DATOS
MICROANÁLISIS DE CONSUMIDOR

IMPLEMENTACIONES REALIZADAS

ESSA-EPM UTE EEGSA-EPM SAESA

Descripción

Soluciones enfocadas en la utilización de modelos de **aprendizaje automático** con el fin de encontrar patrones característicos de los consumos fraudulentos y poder así localizarlos. La implementación de dichos modelos tiene, *grosso modo*, tres etapas: (1) **recopilar** grandes volúmenes de datos etiquetados (es decir, cada dato tiene un indicador de si proviene de un consumidor fraudulento, o legítimo); (2) el **entrenamiento**, es decir, el proceso por el cual se configura el modelo entregándole datos etiquetados, para que se ajuste internamente relacionando matemáticamente los *inputs* (datos) con los *outputs* (etiquetas «fraude» y «no fraude»); (3) la **validación**, que corresponde a la instancia en la que se le entregan solo *inputs* al modelo, sin decirle si son datos correspondientes a fraude o a consumo legítimo (han de ser datos a los que el modelo no ha sido expuesto durante su entrenamiento), y se le solicita predecir si corresponde a un consumo lícito o no; (4) se evalúa el desempeño comparando las predicciones hechas en la validación, con los datos reales. En el contexto de la detección y localización de pérdidas, los *inputs* son datos como: consumos, historial de reincidencia, variables geográficas, etc.; y el modelo entrega puntuaciones probabilísticas de encontrar fraude en diversas zonas/clientes, aumentando la precisión de las inspecciones.

HABILITADORES

1. AMI (lecturas horarias, eventos, etc.)
2. Datos etiquetados para el entrenamiento (fraude/legítimo)
3. Presupuesto (servidores, licencias, alianzas, etc.).

DESAFÍOS

1. Datos sucios o no estandarizados.
2. Sesgos (class imbalance o zero-day attacks).
3. Presupuesto OPEX limitado para sostener y mejorar la operación analítica.

PRINCIPALES BENEFICIOS

1. Reduce necesidad/recurrencia de cuadrillas en terreno.
2. Automatización de análisis permite identificación más rápida y reducir la cantidad de información procesada por cada profesional.

adelat seda olade BID

Figura 3. Ejemplo de ficha.

“

Con el objetivo de sistematizar y comunicar de manera clara las experiencias recogidas en el estudio, las medidas identificadas se presentan a través de fichas estandarizadas

10

LECCIONES Y FACTORES DE ÉXITO

La revisión de los ejes de intervención pone de manifiesto que las empresas distribuidoras cuentan con un portafolio técnico y comercial robusto para abordar la irregularidad. No obstante, la evidencia recabada a través de las entrevistas sugiere que la disponibilidad de tecnología o recursos de inspección constituye una condición necesaria, pero no suficiente, para el control efectivo de las pérdidas no técnicas.

El análisis comparado permite identificar que el desempeño de estas medidas depende, en gran medida, de variables organizacionales y estratégicas que atraviesan a las distintas áreas de la compañía. Más allá de la especificidad de cada herramienta, se observan patrones de gestión comunes en aquellas experiencias que han logrado sostener sus indicadores en el tiempo. A continuación, se sistematizan cuatro factores críticos que, según la experiencia operativa de los actores consultados, actúan como condiciones habilitantes para la viabilidad de la estrategia de recuperación.

Continuidad institucional. El primer factor determinante radica en la transición desde una lógica de proyecto hacia una de proceso continuo. La evidencia indica que las pérdidas no técnicas se comportan como una variable elástica: se reducen bajo presión, pero rebotan inmediatamente cuando la gestión se relaja. Por consiguiente, se requiere internalizar el control de energía como una función permanente de la operación, análoga al mantenimiento de la red y no como una iniciativa transitoria.

Higiene de datos. La priorización de la calidad de la información se establece como un pre-requisito de la inteligencia analítica. Si bien existe una tendencia hacia la incorporación de modelos predictivos, la efectividad de estas herramientas es limitada si se

construyen sobre bases de datos precarias. La experiencia operativa sugiere que el saneamiento de la información básica constituye la condición habilitante de cualquier estrategia moderna, pues la sofisticación algorítmica no logra compensar las deficiencias en la gobernanza de datos.

Disciplina operativa. La gestión exitosa requiere un control riguroso del factor humano, dado que la tecnología de medición mantiene un grado de vulnerabilidad ante la interacción física. El riesgo de connivencia o corrupción operativa obliga a implementar prácticas como la rotación sistemática de personal y la especialización de cuadrillas dedicadas exclusivamente al control de pérdidas, mecanismos necesarios para evitar la generación de vicios en la relación entre técnicos y clientes. Asimismo, este control debe considerar las restricciones de seguridad del entorno, migrando hacia estrategias de blindaje tecnológico y telemedición en zonas donde la integridad del personal se vea comprometida.

Realismo contextual. Finalmente, la viabilidad de la estrategia depende del reconocimiento de los límites de la acción empresarial frente a la informalidad urbana. Existe consenso en que la distribuidora no puede suplir la ausencia de ordenamiento territorial; cuando la irregularidad ocurre en asentamientos no reconocidos, las soluciones técnicas resultan insostenibles sin una habilitación legal previa. En estos escenarios, la barrera principal suele ser administrativa, dado que la normativa frecuentemente impide la electrificación formal sin la validación de la autoridad local. Por consiguiente, la regularización exige necesariamente la acción del municipio para habilitar urbanísticamente la zona, condición indispensable para que la empresa pueda desplegar su gestión comercial en un marco de legalidad.

REFLEXIONES FINALES

El recorrido por las estrategias de gestión de pérdidas no técnicas en América Latina permite concluir que este fenómeno no es una simple externalidad operativa a corregir, sino un síntoma de la compleja relación entre el servicio eléctrico y la estructura social de la región. La persistencia de niveles relevantes de pérdidas, aun en contextos de inversión sostenida, sugiere que el enfoque tradicional —centrado exclusivamente en la persecución y el blindaje—, si bien necesario, resulta insuficiente por sí solo para abordar la raíz del problema, requiriendo ser complementado con dimensiones de gestión más integrales.

La primera reflexión que arroja este estudio es la necesidad de superar la visión binaria del usuario. La clasificación rígida entre “cliente regular” y “defraudador” resulta insuficiente para abordar la vasta zona gris de la irregularidad, donde conviven el oportunismo delictivo con la exclusión estructural. Las distribuidoras que lideran la recuperación de energía son aquellas que han desarrollado la sensibilidad para distinguir estos matices y aplicar el remedio adecuado: rigor penal para el fraude masivo industrial y comercial, pero puentes de inclusión y flexibilidad para la vulnerabilidad residencial.

En segundo lugar, se constata que la tecnología es un habilitador, no una solución. La digitalización, la medición inteligente y la analítica de datos han transformado la visibilidad del problema, permitiendo pasar de barridos ciegos a intervenciones quirúrgicas. Sin embargo, la tecnología no reemplaza la gestión territorial ni la voluntad política. Un medidor inteligente en un barrio donde no entra la policía o donde no existe cultura de pago es un activo en riesgo, no una solución. La modernización de la red debe ir acompañada, invariablemente, de una modernización en la gestión social y comunitaria de la empresa.

Finalmente, el desafío de las pérdidas no técnicas invita a repensar el rol de la distribuidora en el siglo XXI. En un escenario de transición energética, donde la red debe ser flexible, digital y participativa, la carga de ineficiencia financiera y operativa que suponen las pérdidas es insostenible. Resolver este desafío implica que la distribuidora deje de verse solo como una operadora de cables y transformadores, para asumirse como un agente activo en la formalización económica y la integración social de los territorios que sirve. La recuperación de pérdidas, en última instancia, no es solo una métrica de rentabilidad; es el proceso de construir una ciudadanía energética plena, donde el acceso a un servicio de calidad y el pago justo por el mismo sean las dos caras de una misma moneda.

DESAFÍOS PENDIENTES Y BRECHAS DE IMPLEMENTACIÓN

A pesar de los avances descritos a lo largo del estudio, la consolidación de modelos de gestión eficaces para la reducción de las pérdidas no técnicas continúa enfrentando brechas relevantes que trascienden la dimensión estrictamente técnica. En muchos casos, estos desafíos se sitúan en la intersección entre regulación, gobernanza institucional, ética del uso de la información y realidades socioeconómicas de los territorios donde operan las redes de distribución. En este sentido, el abordaje de las PNT exige reconocer que su solución no depende únicamente de herramientas tecnológicas o de mejoras operativas, sino también de la capacidad de los marcos regulatorios e institucionales para adaptarse a nuevas condiciones y tensiones emergentes.

Uno de los desafíos más evidentes surge del creciente uso de tecnologías digitales para

la detección temprana de irregularidades. La expansión de redes inteligentes, sistemas de medición avanzada (AMI) y herramientas de analítica de datos permite identificar patrones de consumo anómalos con una precisión sin precedentes. Sin embargo, esta transformación también abre interrogantes respecto de la gobernanza de los datos generados por estas infraestructuras. La disponibilidad de información detallada sobre los patrones de consumo energético puede revelar aspectos sensibles de la vida cotidiana de los usuarios, lo que plantea desafíos en materia de privacidad, protección de datos y uso proporcional de la información. En este contexto, se vuelve necesario avanzar hacia marcos regulatorios que definan con mayor claridad los límites y responsabilidades asociados al tratamiento de estos datos, promoviendo principios de "privacidad desde el diseño" y asegurando que las herramientas de detección de irregularidades se utilicen de manera proporcional, transparente y limitada a los fines estrictamente operativos del sistema eléctrico.

Un segundo desafío se relaciona con la dimensión social de las pérdidas no técnicas y con las limitaciones de los enfoques centrados exclusivamente en el control. En numerosos contextos de la región, una parte significativa de las conexiones irregulares se vincula a situaciones de informalidad urbana, precariedad habitacional o ausencia histórica de infraestructura básica. En estos casos, las intervenciones basadas únicamente en barreras físicas o sanciones tienden a producir efectos transitorios, ya que no abordan las causas estructurales que originan la irregularidad. La evidencia recogida sugiere que la reducción sostenible de las pérdidas requiere articular las estrategias de control con políticas más amplias de regularización, inclusión y planificación te-

rritorial. En otras palabras, la gestión de las PNT plantea también un desafío de justicia energética: asegurar que la formalización del servicio sea técnica y económicamente viable para los hogares vulnerables, evitando que las medidas de control terminen profundizando dinámicas de exclusión.

Finalmente, persiste una brecha entre la velocidad de la innovación tecnológica y la capacidad de adaptación de los marcos regulatorios. Muchas de las soluciones emergentes para la gestión de pérdidas, incluyendo sistemas de medición avanzada, analítica predictiva, programas de inclusión energética o mecanismos preventivos de gestión comercial, no siempre encuentran un reconocimiento claro dentro de los esquemas tarifarios o de incentivos vigentes. En algunos casos, esto puede limitar la adopción de enfoques más preventivos e integrales, favoreciendo estrategias de control tradicionales que resultan menos eficientes en el largo plazo. En este sentido, uno de los desafíos regulatorios más relevantes consiste en diseñar marcos que reconozcan adecuadamente las inversiones orientadas a la reducción estructural de pérdidas y que incentiven la creación de valor social y sistémico como parte de la gestión del servicio de distribución.

En conjunto, estos desafíos sugieren que la reducción sostenible de las pérdidas no técnicas requiere avanzar hacia enfoques más integrales, donde la innovación tecnológica, la adaptación regulatoria y las estrategias de inclusión social se articulen de manera coherente. Solo a través de esta convergencia será posible transformar la gestión de las pérdidas desde una lógica reactiva de control hacia un modelo más preventivo, eficiente y socialmente sostenible para los sistemas eléctricos de la región.



ANEXO A

**Contexto regulatorio
relacionado a las PNT**

	País bajo análisis						
Criterio	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador
Energía total anual [GWh]	142.789	11.966,27	725.100	79.530,4 (38,35% clientes regulados y 61,65% clientes libres)	82.084,9	12.790,6	28.935
Tipos de clientes	Clientes libres sobre 300 kW de potencia instalada, , resto consumidor regulado.	Consumidor no regulado desde 1000 kW, resto consumidor regulado	Consumidor libre desde 1,5 MW, consumidor especial entre 500 kW y 1,5 MW solo con fuentes renovables, resto clientes regulados.	Clientes libres desde 300 kW, el resto clientes regulados.	Usuario no regulado con demanda promedio mensual mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh-mes promedio. Bajo esos valores son usuarios regulados.	Solo clientes regulados con segmentos tarifarios diferenciados.	Consumidores no regulados con demanda máxima de potencia mensual \geq 1.000 kW y consumo de energía mínima anual \geq 7.000 MWh, bajo esos valores clientes regulados.
Definición de pérdidas	Pérdidas no técnicas entendidas como energía entregada y no facturada/ no cobrada (robo, fraude en medición, conexiones clandestinas, errores de medición/facturación).	En el marco normativo revisado no aparece una definición formal de “pérdidas no técnicas”; en documentos sectoriales se asocian a energía no facturada por conexiones ilegales, fraude y errores de medición/facturación.	Definición como hurto (conexión clandestina, desvío), fraude (adulteración del medidor), y también errores de medición y facturación. Se calculan como pérdidas totales menos pérdidas técnicas.	Bajo el nombre de “Consumo No Registrado”.	Se distinguen no técnicas, por robo de energía o ausencia de medición.	Definidas como energía consumida y no facturada por conexiones ilegales, fraude, y errores/ineficiencias de medición y facturación.	La regulación distingue pérdidas técnicas y no técnicas.
Nivel de pérdidas totales	Pérdidas en distribución históricamente en el rango de 15–18% a nivel agregado, con fuerte peso de PNT en áreas urbanas vulnerables.	Sin datos recientes oficiales sobre pérdidas totales.	14,0% de la energía inyectada en 2024, con 7,4% (44,6 TWh) de pérdidas técnicas y 6,6% (40,2 TWh) de pérdidas no técnicas.	Sin datos recientes oficiales sobre pérdidas totales.	Los diagnósticos de CREG muestran operadores con IPT (Índice de Pérdidas Totales) desde niveles eficientes cercanos al 8–10% hasta valores superiores al 20% en algunos sistemas de baja tensión; el promedio nacional se sitúa en torno a rangos intermedios	El instituto costarricense de electricidad describe metas internas de reducción pero no publican un porcentaje consolidado reciente;	6,3% técnicas y 9,3% no técnicas
% de pérdidas reconocido en la tarifa	El regulador fija niveles de pérdidas reconocidas (técnicas y no técnicas) consistentes con una empresa eficiente; las pérdidas por encima de ese estándar no son trasladables a tarifa.	Entre un 6,01 % y 22,06% reconocido por cada distribuidora en Estudio Tarifario cada 4 años.	En la Revisión Tarifaria Periódica (RTP) se definen % regulatorios por distribuidoras de pérdidas técnicas y no técnicas que se incorporan en la tarifa	El VAD reconoce el costo de las pérdidas técnicas calculadas para la empresa modelo eficiente y un nivel de hurto estimado económicamente; solo se remunera este nivel estándar, no el total de pérdidas reales	La tarifa remunera índices eficientes de pérdidas por nivel de tensión calculados a partir de flujos de carga y estudios técnicos.	En la información disponible no se identifica un estándar explícito de pérdidas	La regulación fija un nivel máximo de pérdidas reconocidas vía factores por nivel de tensión; las pérdidas por sobre ese estándar no se trasladan a tarifa y deben ser absorbidas por la distribuidora
Entidad que regula	ENRE	AETN	ANEEL	CNE	CREG	ARESEP	ARCERNNR

Objetivo regulatorio	Remunerar una operación prudente y eficiente, proteger al usuario con tarifas justas y razonables e incentivar la reducción de pérdidas, especialmente las no técnicas	Transparencia del balance de energía y disciplina de costos; reducir pérdidas vía gestión y fiscalización.	Incentivar eficiencia y reducción de fraude, protegiendo al consumidor de trasladar niveles ineficientes.	Incentivar eficiencia (reducir pérdidas) evitando trasladar ineficiencias al usuario.	Reducir pérdidas (especialmente no técnicas) con incentivos y corresponsabilidad, sin sobrecargar al usuario por ineficiencia.	Transparencia de costos y eficiencia del servicio, con foco en reducción de pérdidas.	Cobertura de costos con eficiencia e incentivos a reducción de pérdidas (especialmente no técnicas) donde ocurren.
Impacto en tarifa	El nivel de pérdidas reconocido se integra al VAD/CPD y a los ingresos regulados definidos. Las PNT adicionales reducen resultados de la distribuidora sin reflejarse en mayores tarifas.	No se identifica un mecanismo explícito de pass-through de PNT; el enfoque regulatorio se observa más como medición/registro de pérdidas y control del desempeño.	Se reconocen PNT en tarifa solo hasta el valor regulatorio (incentivos: si la empresa es ineficiente, se limita el traslado a la cuenta del consumidor).	Reconocimiento hasta nivel eficiente; la distribuidora asume la diferencia entre pérdidas físicas reales y las reconocidas.	Tarifa remunera índices eficientes; puede reconocer pérdidas adicionales/inversiones bajo condiciones, con senda decreciente hacia pérdidas eficientes.	Pérdidas inciden en costos del servicio; sin evidencia pública de pass-through explícito de PNT (más bien señal de eficiencia y control).	Las pérdidas se determinan y valorizan para su consideración en costos/ingresos regulados del servicio (tarifas) a través de las distintas actividades; PNT restringida a distribución.
Tipo de reconocimiento tarifario	No explícito	No explícito	Incentivo / penalización	Cap eficiente	No explícito	No explícito	No explícito
Metodología de cálculo de pérdidas	Estudios de RTI y balances de energía (energía comprada vs. facturada), auditorías técnicas y económicas, y modelación de redes para separar pérdidas técnicas y estimar la contribución de las no técnicas.	Balances energéticos que consideran compras, energía propia, venta y pérdidas; no se identificó un reconocimiento explícito separado de PNT	Porcentajes regulatorios de pérdidas técnicas y no técnicas en la Revisión Tarifaria Periódica; los límites de PNT se calculan por metodología (PRORET).	Bases Técnicas de VAD definen el cálculo del CPEyP (Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales del sistema de distribución), determinando pérdidas técnicas con modelos de flujo de potencia y estimando hurto mediante modelos econométricos basados en hurto histórico y PIB.	Índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión; esquema de incentivos: reconocimiento de pérdidas adicionales condicionado y acotado, y planes de reducción de PNT.	Se distingue entre pérdidas técnicas y no técnicas para gestión; no se observó un mecanismo tarifario específico que reconozca PNT como rubro separado.	PNT se calcula como pérdidas totales menos pérdidas técnicas y se considera únicamente en alimentadores primarios y redes secundarias
Esquemas de incentivos/penalización adicionales	Planes de inversión y mejora operativa exigidos por ENRE, eventuales penalidades por incumplimiento de obligaciones de servicio y programas de normalización de suministros en barrios/villas con apoyo público	Penalizaciones por infracciones y consumos irregulares mediante multas calculadas como kWh x tarifa promedio, además sanciones penales, corte de suministro por mora y acción ejecutiva por deudas; las multas se destinan a electrificación rural.	penalización penal y administrativa por consumo irregular (hurto/fraude), incluyendo el delito de "furto" de energía (CP art. 155 §3) y procedimientos de inspección/cobro por irregularidades bajo la REN ANEEL 1.000/2021	Ante robo/fraude la distribuidora puede reliquidar y cobrar consumos no registrados, por período estimado y perseguir indemnización de daños o perjuicios por vía judicial, pudiendo además suspender el suministro según el reglamento.	El consumo irregular por fraude o robo se sanciona como defraudación de fluidos con pena de prisión de 16 a 72 meses y multa de 1,33 a 150 salarios mínimos legales mensuales, y habilita a la empresa para suspender o cortar el servicio.	El consumo irregular se enfrenta con denuncias administrativas y con sanciones penales por "uso ilícito", que pueden implicar prisión para quien se apodere ilegítimamente de energía o manipule equipos de medición y redes.	Existen metas oficiales de reducción de pérdidas en distribución cuyo incumplimiento implica no alcanzar los niveles de eficiencia exigidos y expone a las distribuidoras a sanciones económicas y administrativas y a la pérdida de acceso a ciertos incentivos tarifarios y de eficiencia energética.
Política social energética	Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), enfocándose en cubrir el 50% del costo del consumo base para hogares de ingresos medios y bajos.	Tarifa Dignidad, descuento del 25% en el importe facturado a los consumidores clasificados en la categoría domiciliaria con consumos hasta 70 kWh/mes.	Tarifa Social de Energía Eléctrica (TSEE), reduce las tarifas de consumo de energía eléctrica hasta en un 65% a las familias de bajos ingresos, y hasta un 100% para las comunidades indígenas.	Subsidio eléctrico para clientes residenciales vulnerables.	subsidios eléctricos por estratificación de la población.	La Tarifa Eléctrica Solidaria beneficia con rebajas en el costo de la luz a familias en pobreza y pobreza extrema. Esta ayuda aplica sobre los primeros 100 kWh de consumo mensual.	Tarifa de la Dignidad, subsidio a hogares residenciales vulnerables

	País bajo análisis						
Criterio	El salvador	Guatemala	México	Panamá	Perú	República dominicana	Uruguay
Energía total anual [GWh]	7.145,2 GWh	13.496,3 GWh	304.011 GWh	9.604,68 GWh	60.029 GWh	22.672 GWh	13.040 GWh
Tipos de clientes	Solo clientes regulados con segmentos tarifarios diferenciados	Grandes usuarios (libres) sobre 100 kW de potencia instalada, bajo ese esquema son clientes regulados.	Cliente libre con cargas conectadas mayores o iguales a 1 MW, bajo este régimen son clientes regulados	Sobre 300 kW se puede optar por régimen de cliente libre, bajo este valor corresponde a clientes regulados.	Usuario libre sobre 2500 kW de potencia contratada, bajo 200 kW son usuarios regulados, y entre valores se puede elegir el régimen.	Usuario no regulado sobre 1,4 MW o más, bajo ese valor corresponde a usuarios regulados.	Cliente regulado bajo a 500 kW, sobre esa potencia se puede elegir libremente al proveedor de electricidad.
Definición de pérdidas	No se halló una definición normativa directa; se usa usualmente como energía consumida y no facturada (fraude/robo/errores).	La metodología EVAD contempla pérdidas técnicas y no técnicas (especialmente en BT) en el balance, pero sin una definición textual de PNT.	El Manual de Medición (DOF) trata las "Pérdidas No Técnicas" como pérdidas asociadas a robo/conexiones irregulares y/o fallas/errores de medición.	El reglamento tarifario desarrolla el costo de pérdidas con base en pérdidas técnicas (PET%, PPT%, PFT); aunque sin definición explícita de PNT.	Se tratan como "pérdidas comerciales" (energía no registrada/no facturada) dentro de las pérdidas estándar.	Se definen como energía no facturada.	Se definen como energía no medida/no facturada por conexiones irregulares, fraude, o errores de medición/facturación.
Nivel de pérdidas totales	El estudio tarifario determina porcentajes de pérdidas técnicas y no técnicas por empresa.	El nivel reconocido se fija en el estudio de VAD como parte del diseño de la empresa modelo eficiente; las pérdidas por encima del estándar deben ser absorbidas por la distribuidora.	2025 informó un nivel de pérdidas de distribución de 10,51%, con una desagregación aproximada de 5,31% técnicas y 5,20% no técnicas	Se fijan porcentajes de pérdidas eficientes por empresa/área representativa (PD%)	Se fijan niveles estándar por empresa en función de estudios de las concesionarias y de niveles históricos.	Pérdidas de distribución en torno al 30% de la energía comprada promedio, según distribuidora	Las estadísticas nacionales reportan pérdidas totales eléctricas del orden de 15% de la energía disponible
% de pérdidas reconocido en la tarifa	Se reconoce 100% de pérdidas técnicas y hasta 50% de las pérdidas no técnicas justificadas, debiendo absorber el resto la distribuidora.	No existe un porcentaje nacional explícito; se reconocen solo las pérdidas totales integradas en el balance eficiente de la empresa modelo, sin reconocimiento adicional por PNT	Se fija un máximo de 5% de pérdidas no técnicas para el cálculo de cargos de distribución.	Se reconoce PD% eficiente por distribuidora más un porcentaje adicional específico por PNT en zonas.	Pérdidas comerciales reconocidas no pueden superar el 50% de las pérdidas físicas	Determinado por la SIE en cada revisión cuatrienal bajo la Tarifa Técnica.	No se identifica un porcentaje explícito de PNT reconocido
Entidad que regula	SIGET	CNEE	CRE	ASEP	OSINERGIM	SIE	URSEA

Objetivo regulatorio	Recuperación de costos con señales para reducir pérdidas y mejorar eficiencia del servicio.	Diseñar un VAD eficiente y evitar trasladar pérdidas no técnicas "extra" al usuario; incentivar control.	Reducir PNT con señales de eficiencia y limitar el traslado de niveles no eficientes a tarifas.	Cobertura de costos con parámetros estándar y señales de eficiencia.	Incentivar eficiencia y reducir pérdidas comerciales sin trasladar niveles excesivos a tarifas.	Reducir energía no facturada y mejorar sostenibilidad del servicio; proteger al usuario regulado de ineficiencias.	Reducir pérdidas no técnicas para mejorar eficiencia y equidad (que no paguen "justos por pecadores").
Impacto en tarifa	Reconocimiento de pérdidas técnicas y no técnicas en tarifas en el análisis público; el detalle normativo específico no fue localizado en fuentes abiertas consultadas.	Comunicados citados en prensa indican que no existe reconocimiento adicional por pérdidas no técnicas/robo; se reconocen pérdidas dentro del estándar del estudio tarifario.	Las pérdidas reconocidas (técnicas y PNT dentro del tope) se incorporan en las Tarifas Reguladas de transmisión y distribución aprobadas por la CRE y en las tarifas finales del suministro básico.	El costo de pérdidas se incluye en el peaje/cargos de distribución según coeficientes técnicos estándar.	Reconocimiento en tarifas: las pérdidas comerciales a reconocer no pueden ser superiores al 50% de las pérdidas físicas; OSINERGMIN usa niveles estándar vigentes (p.ej., 2,56% en VAD según informes técnicos).	Tarifa técnica incluye pérdidas técnicas; PNT no aparece como reconocimiento automático en ese artículo legal (se gestiona como problema de distribución/comercialización).	No se identificó un tope/ incentivo regulatorio público específico; el control y reducción se plantean como gestión operativa/comercial.
Tipo de reconocimiento tarifario	Reconocimiento ex ante en tarifa	Cap eficiente	Reconocimiento ex ante en tarifa	No explícito	Cap / tope regulatorio	Reconocimiento ex ante de un nivel eficiente de pérdidas en el cálculo de la tarifa técnica.	Cap / tope regulatorio
Metodología de cálculo de pérdidas	Balance compras-ventas (pérdidas totales), consolidación y modelaje de información comercial y de redes, flujos de potencia para separar pérdidas técnicas, y aplicación de topes para PNT reconocidas.	Metodología EVAD basada en simulación de competencia, diseño de una empresa óptima y balances anuales y de punta donde se modelan pérdidas en MT y BT mediante factores de expansión; esos factores incorporan tanto pérdidas técnicas como no técnicas en BT.	Metodologías tarifarias y Manuales de Medición de la CRE distinguen pérdidas técnicas y no técnicas y definen su asignación en liquidaciones y cargos; se usan parámetros estándar y límites para PNT	Ecuaciones de eficiencia estimadas por regresión u otros métodos sobre energía ingresada, demanda máxima, número de clientes, etc., que definen PD% por empresa/área; el ingreso permitido por pérdidas (IPPD) se calcula según fórmulas del RDC.	Optimización de instalaciones de la empresa modelo eficiente bajo normas de calidad para pérdidas técnicas; pérdidas comerciales fijadas por empresa con base en estudios propios e históricos, dentro del tope del 50%.	Se calcula como diferencia entre generación (bornes) menos consumo propio, facturación de distribuidoras, usuarios no regulados y pérdidas técnicas (según metodología estadística CNE/SIEN).	Balance energético del sistema y reportes de UTE; las pérdidas técnicas se estiman en los estudios de redes y remuneración, mientras las PNT se identifican a partir de medición, facturación e inspecciones
Esquemas de incentivos/ penalización adicionales	Procedimiento para condiciones irregulares para detección y recuperación de energía no registrada, inspecciones, suspensión/desconexión, exigencia de garantías y verificación de cálculos por SIGET.	Incentivo económico vía no reconocimiento de pérdidas por encima del estándar; facultades para inspeccionar instalaciones, suspender suministro y cobrar energía no registrada, además de la posibilidad de denuncia penal por hurto de energía.	Límite regulatorio de PNT reconocidas, énfasis en modernización de redes y medición, y persecución penal del aprovechamiento ilícito de energía equiparado al robo	Metas implícitas vía parámetro de pérdidas, exigencia de planes de inversión y reducción, no reconocimiento de pérdidas excesivas, procedimientos formales para casos de fraude y posibilidad de sanciones y multas.	Incentivo económico por reducir pérdidas por debajo del estándar, reconocimiento de proyectos de innovación/eficiencia para reducir pérdidas, sanción penal al hurto de energía.	Metas de desempeño, seguimiento regulatorio, sanciones administrativas y persecución penal del fraude eléctrico. el regulador.	Sanciones administrativas por incumplimiento de normas de medición y facturación, suspensión/reconexión conforme a normativa, programas de regularización voluntaria y facilidades de pago para inclusión y reducción de fraude
Política social energética	Subsidio al Consumo Residencial, orientado a familias con consumos promedio	Tarifa Social subsidia a hogares de bajos recursos con consumos de energía eléctrica de 1 a 100 kWh/mes.	Subsidios a Tarifas, Programas de Justicia energética a través de la Comisión Federal de Electricidad.	Subsidios Focalizados, aplicado a clientes residenciales con consumos bajos y sectores vulnerables.	Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), mecanismo de subsidios cruzados. Fondo de Inclusión Social Energético y Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial.	Subsidios de tarifa eléctrica "Bono Luz" para hogares vulnerables	Bono Social con descuentos para hogares vulnerables y programas de inclusión para regularizar el suministro, complementados con medidas de eficiencia energética

ANEXO B

Fichas

EJE 1: DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

Análisis y segmentación de pérdidas a nivel de red

1. Balances a nivel de alimentador
2. Balances a nivel de transformador de distribución
3. Monitoreo y sensorización de la red de baja tensión

Inspecciones focalizadas

1. Estrategias de priorización y logística de inspección
2. Gestión del factor humano y aseguramiento de calidad en terreno

Identificación y análisis de pérdidas a nivel de cliente

1. Agregación y análisis de perfiles de consumo
2. Analítica avanzada para la identificación y priorización de pérdidas no técnicas
3. Medición inteligente y telemetría
4. Herramientas basadas en imágenes y observación remota

INNOVACIÓN Y ESTRATEGIAS PARA LA GESTIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN AMÉRICA LATINA

EJE 2: DESINCENTIVO Y CONTROL DEL FRAUDE

Medidas técnicas y de infraestructura

1. Monitoreo digital y alertas lógicas en el punto de medición
2. Blindaje físico de acceso al medidor
3. Protección de ramales y acometidas
4. Blindaje físico de la red de distribución

Medidas regulatorias y legales

1. Potestad de corte de suministro
2. Judicialización
3. Normativa y regulación de pérdidas
4. Incentivos regulatorios y reconocimiento tarifario

Estrategias comunitarias y concientización

1. Campañas de prevención y seguridad eléctrica
2. Legalidad y formación cívica
3. Trabajo comunitario y articulación

Instrumentos habilitantes

1. Inclusión energética
2. Flexibilidad de pagos
3. Apoyo económico directo

EJE 3: REGULARIZACIÓN E INCLUSIÓN SOCIAL

Inclusión social y sostenibilidad financiera

1. Tarifas sociales
2. Gestión de deuda
3. Acompañamiento comunitario

EJE 1: DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS

Descripción

La detección y localización constituye la base de la gestión de pérdidas no técnicas, debido a la heterogeneidad territorial y variabilidad temporal con que estas se manifiestan. Su objetivo es **reducir la incertidumbre respecto de su origen, magnitud y localización**, de manera de **focalizar inspecciones, inversiones y acciones correctivas** en aquellos sectores donde el impacto potencial es mayor.

Estas medidas suelen implementarse prioritariamente en **redes urbanas o periurbanas con alta densidad de clientes y mayores niveles de pérdidas**, aunque también resultan relevantes en alimentadores rurales extensos o zonas de difícil fiscalización.

Opera mediante un **proceso de acotamiento progresivo** que parte desde balances energéticos en subestaciones, alimentadores y transformadores, para luego avanzar hacia la segmentación territorial y priorización de circuitos críticos. Sobre esta base, incorpora el análisis de consumos, desviaciones y perfiles de carga, apoyado por herramientas de telediagnóstico, AMI y analítica de datos, hasta llegar a la identificación de clientes, acometidas o conexiones con alta probabilidad de irregularidad.

BALANCES A NIVEL DE ALIMENTADOR



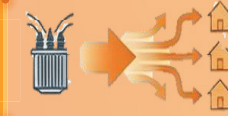
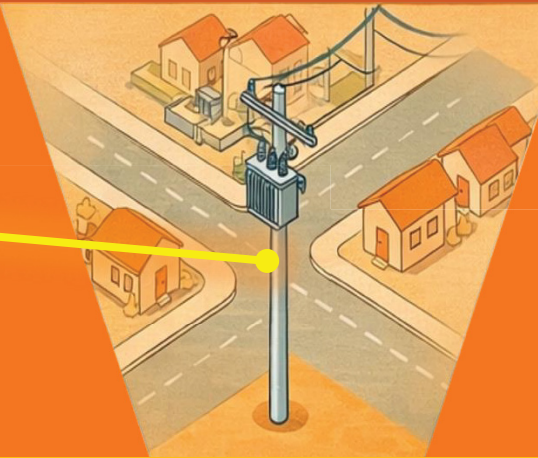
Nivel 1

Se instalan sistemas de telemetría en la salida de los alimentadores de media tensión para cuantificar el flujo total que ingresa a un circuito.

BALANCES A NIVEL DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN



REDUCCIÓN RADIO DE BUSQUEDA



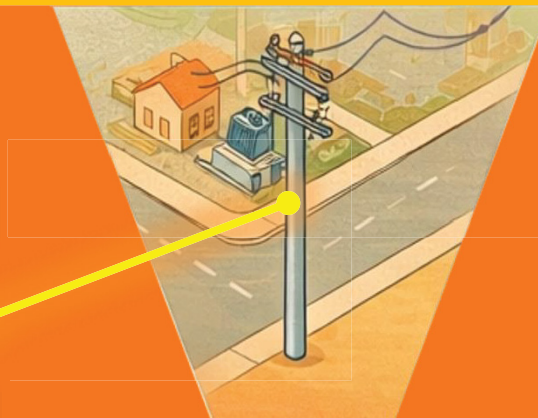
Nivel 2

Se compara la energía que sale del transformador con el consumo total registrado por todos los clientes vinculados.

MONITOREO Y SENSORIZACIÓN DE LA RED BT



DIGITALIZACIÓN END TO END



Nivel 3

Se incorporan sensores aguas abajo del transformador para observar el comportamiento eléctrico en baja tensión.



MEDIDA 1.2: BALANCES A NIVEL DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

IMPLEMENTACIONES REALIZADAS



Esta medida permite comparar la energía entregada por un transformador con la energía facturada a los clientes conectados a él. De esta manera acotar el análisis de pérdidas a sectores específicos, sin individualizar la irregularidad.

✓ BENEFICIOS

- Mayor resolución territorial para detectar sectores críticos.
- Mejor focalización de cuadrillas y planificación de acciones técnicas.
- Implementación flexible a infraestructura de medición.

⚙️ HABILITADORES

- Dispositivos de medición confiable en transformadores de distribución.
- Calidad y consistencia de la información comercial facturada.
- Capacidad analítica para detectar y priorizar desbalances relevantes.

⚠️ DESAFÍOS

- Requiere inversión en instalación, operación y mantenimiento de equipos de medición
- Autogeneración puede distorsionar el balance si la medición no es bidireccional.
- Dispositivos de medición quedan expuestos a robos, vandalismo o daños intencionales.

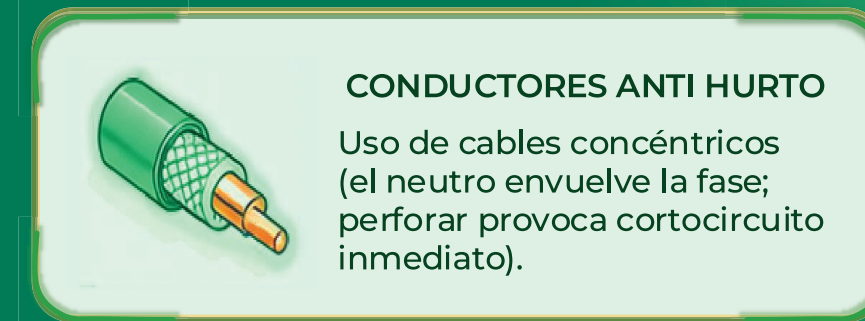
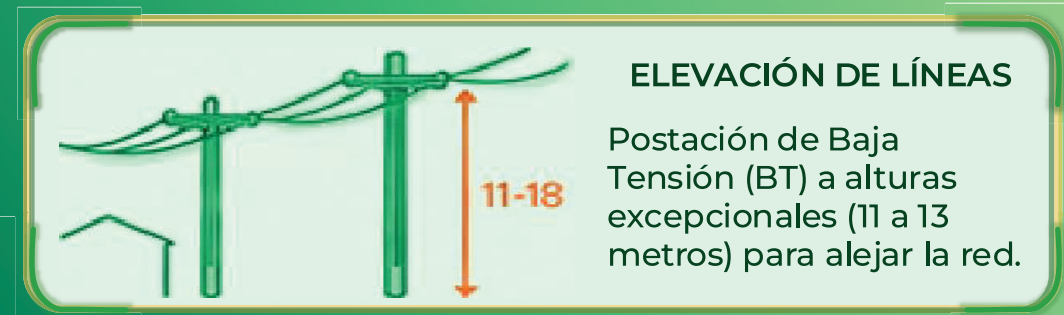


EJE 2: DESINCENTIVO Y CONTROL DEL FRAUDE

Descripción

El desincentivo y control del fraude constituye el segundo eje de la gestión de pérdidas no técnicas, una vez identificadas las zonas, clientes o conexiones con mayor probabilidad de irregularidad. Su objetivo es **modificar la estructura de incentivos que hace viable el fraude**, elevando su costo, dificultad y probabilidad de detección, de manera de **reducir la reincidencia y contener las pérdidas en el tiempo**.

Estas medidas suelen implementarse prioritariamente en **contextos urbanos o periurbanos con alta concentración de fraude, reincidencia o deterioro de la cultura de pago**, aunque también son relevantes en **sectores con restricciones de acceso, riesgos para las cuadrillas o debilidades de control**. Su aplicación combina tres dimensiones complementarias: medidas técnicas e infraestructura de protección de la red, mecanismos regulatorios y sancionatorios, y estrategias comunitarias orientadas a disminuir la aceptación social de la irregularidad.



MEDIDA 2.1: MONITOREO DIGITAL Y ALERTAS LÓGICAS EN EL PUNTO DE MEDICIÓN

Medida de control que utiliza monitoreo remoto y alertas automáticas en el punto de medición para detectar manipulaciones, inconsistencias operativas o comportamientos anómalos. Complementa el blindaje físico y permite activar respuestas más rápidas y focalizadas.

✓ BENEFICIOS

- Reduce el tiempo entre la intervención irregular y la respuesta operativa.
- Eleva el riesgo percibido de fraude mediante monitoreo continuo y trazabilidad.
- Mejora la focalización de cuadrillas y recursos de fiscalización en terreno.

⚙️ HABILITADORES

- Medidores o envoltentes con sensores *tamper* y capacidad de registrar eventos.
- Sistemas de telemetría y comunicación capaces de transmitir alertas oportunamente.
- Mecanismos de filtrado y priorización para gestionar grandes volúmenes de alarmas.

⚠️ DESAFÍOS

- Requiere contextualizar las alertas para reducir falsos positivos operativos.
- Su efectividad depende de una integración operativa y tecnológica robusta.
- Puede desplazar el fraude hacia otros puntos de la red.

IMPLEMENTACIONES REALIZADAS

