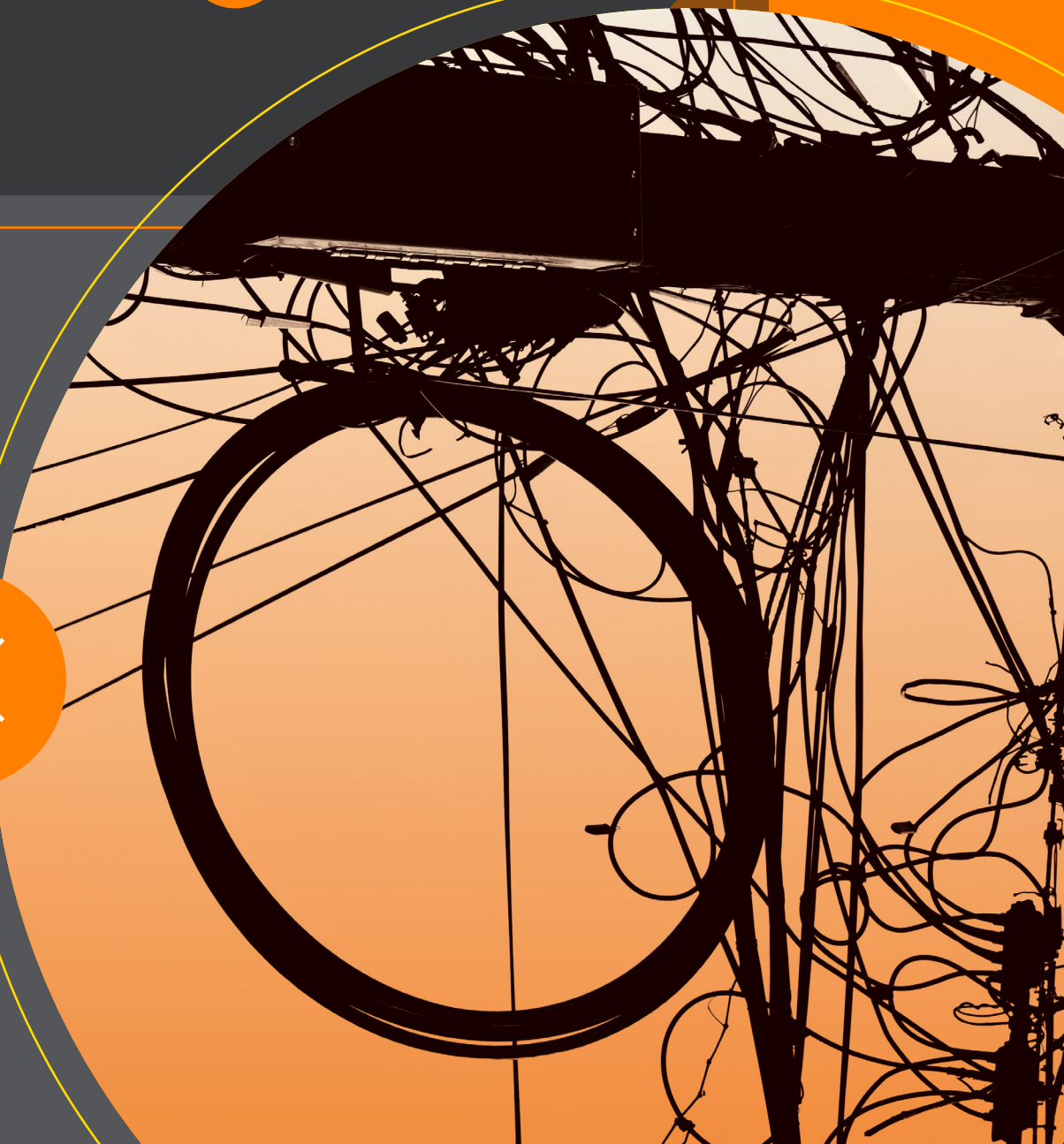


RECUPERANDO ENERGIA

Inovação e Estratégias para a Gestão de Perdas Não Técnicas na América Latina e no 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.



RESUMO EXECUTIVO

5

PRÓLOGO

6

AGRADECIMENTOS

7

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO DO DOCUMENTO

8

- 1.1. Motivação
- 1.2. Objetivo
- 1.3. Escopo e delimitação

2. PERDAS ELÉTRICAS

11

- 2.1. Definição de perdas elétricas
- 2.2. Perdas técnicas e não técnicas
- 2.3. Tipologia e classificação das PNT
- 2.4. Relevância das perdas elétricas
- 2.5. Foco do documento

3. METODOLOGIA PARA COLETA DE INFORMAÇÕES

15

4. PERDAS DE ELETRICIDADE EM PAÍSES DA REGIÃO

20

- | | |
|------------------|----------------------------|
| 4.1. Argentina | 4.11. Guatemala |
| 4.2. Bolívia | 4.12. Honduras |
| 4.3. Brasil | 4.13. México |
| 4.4. Chile | 4.14. Panamá |
| 4.5. Colômbia | 4.15. Paraguai |
| 4.6. Costa Rica | 4.16. Peru |
| 4.7. Cuba | 4.17. Portugal |
| 4.8. Equador | 4.18. República Dominicana |
| 4.9. El Salvador | 4.19. Uruguai |
| 4.10. Espanha | |

5. CLASSIFICAÇÃO DE MEDIDAS DE GESTÃO DE PNT

45

6. EIXO 1: DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE PERDAS

47

- 6.1. Análise e segmentação de perdas em nível de rede
- 6.2. Identificação e análise de perdas no nível do cliente
- 6.3. Inspeções direcionadas
- 6.4. Lições principais

7. EIXO 2: DESINCENTIVO E CONTROLE DA FRAUDE

70

- 7.1. Lógica do desincentivo
- 7.2. Medidas técnicas e de infraestrutura
- 7.3. Medidas regulatórias e legais
- 7.4. Estratégias comunitárias e conscientização
- 7.5. Limites da abordagem punitiva

8. EIXO 3: REGULARIZAÇÃO E INCLUSÃO SOCIAL

88

- 8.1. Necessidade de regularização
- 8.2. Instrumentos habilitadores
- 8.3. Inclusão social e sustentabilidade financeira
- 8.4. Papel da empresa em contextos de informalidade

9. FICHAS DE MEDIDAS

93

10. LIÇÕES E FATORES DE SUCESSO

94

11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

95

ANEXO A. CONTEXTO REGULATÓRIO RELACIONADO ÀS PNT

98

ANEXO B. FICHAS

103

RESUMO EXECUTIVO

As perdas não técnicas (PNT) representam um dos desafios mais persistentes para a sustentabilidade financeira e a eficiência operacional das concessionárias na América Latina e no Caribe. Além do impacto econômico direto na recuperação da receita, altos níveis de energia não faturada distorcem os sinais de demanda, comprometem a qualidade do serviço e constituem uma barreira estrutural para a modernização da rede. Em um contexto de transição energética, onde a digitalização e a flexibilidade operacional são imperativas, reduzir essas ineficiências deixa de ser um objetivo isolado, mas sim uma condição necessária para a viabilidade do modelo de distribuição.

Ao contrário das perdas técnicas, cuja redução enfrenta retornos decrescentes ditados por leis físicas e exige investimentos intensivos em capital, as PNT respondem a dinâmicas comportamentais e falhas de gestão que oferecem uma margem de ação mais ampla e econômica. Este documento foca sua análise em perdas intencionais, sistematizando as estratégias que permitem às empresas agir diante de fraudes e irregularidades por meio de ferramentas sob seu controle direto. O estudo propõe uma taxonomia operacional estruturada em três eixos sequenciais de intervenção:

1. **Deteção e Localização (Visibilidade):** Focado no uso de balanços energéticos e análise de dados para direcionar recursos de inspeção, passando de varreduras aleatórias para estratificação de riscos baseada em informações.
2. **Desincentivo e Controle (Contenção):** Focado em aumentar o custo de oportunidade da fraude por meio do reforço físico da rede (blindagem, telemetria) e do fortalecimento da capacidade de controle e sanção.
3. **Regularização e Inclusão (Integração):** Com o objetivo de abordar as causas que originam irregularidades, por meio de mecanismos de flexibilidade comercial e inclusão que possibilitam o pagamento pelo serviço, especialmente em contextos de vulnerabilidade, e previnem a reincidência.

A análise da experiência regional sugere que a tecnologia, embora indispensável para modernizar a gestão, não é por si só uma solução definitiva. A incorporação de medições inteligentes ou análises de dados facilita a detecção, mas sua eficácia depende da robustez dos processos que a suportam. Na prática, os resultados mais consistentes são observados quando o controle de perdas deixa de ser uma campanha transitória e se torna uma função permanente da operação. Isso exige não apenas disciplina no campo para gerenciar o fator humano, mas também trabalho rigoroso sobre a qualidade da informação comercial, entendendo que nenhum algoritmo pode corrigir as deficiências de um banco de dados desatualizado.

Por fim, o estudo sugere que estratégias baseadas exclusivamente na coerção enfrentam limites estruturais em contextos de vulnerabilidade social. Uma gestão eficiente exige distinguir entre fraude oportunista e irregularidade motivada pela necessidade ou falta de infraestrutura. Consequentemente, a sustentabilidade das intervenções em assentamentos informais depende da capacidade de articular a regularização técnica com instrumentos de políticas públicas. Essa abordagem busca facilitar a entrada daqueles usuários dispostos a formalizar seu consumo, entendendo que a recuperação de energia nesses territórios está intrinsecamente ligada à sua integração urbana e social.

PRÓLOGO

As perdas de eletricidade são um dos desafios estruturais mais persistentes, com maior impacto financeiro nos sistemas elétricos da América Latina e do Caribe. Quando permanecem em níveis elevados, não apenas refletem ineficiências operacionais na gestão da rede, mas também tensões mais profundas na arquitetura institucional do setor, ligadas a incentivos regulatórios, capacidades de controle, dinâmicas territoriais, estruturas legais e condições sociais. Em particular, PNT expressam a complexidade de um fenômeno onde práticas de fraude, fraquezas na aplicação da lei e nos processos de negócios, e situações de informalidade ou exclusão de energia convergem. Por essa razão, sua abordagem exige superar visões exclusivamente operacionais e reconhecer que se trata de um problema sistêmico que envolve dimensões técnicas, legais, regulatórias, econômicas e sociais.

Nesse contexto, este estudo oferece uma análise estruturada da gestão das PNT na região. Com base na compilação de experiências práticas das empresas de distribuição, o documento propõe uma taxonomia de medidas e práticas que permite ordenar um campo que normalmente é abordado de forma fragmentada. Essa sistematização facilita a comparação entre estratégias, identifica padrões de intervenção e contribui para a formulação de políticas e planos de ação mais coerentes. Como parte desse esforço, foram desenvolvidas fichas de medidas projetadas para fácil leitura e ampla disseminação, que sintetizam o aprendizado operacional e permitem uma apropriação mais direta por diferentes atores do setor. Esses arquivos, juntamente com o repositório de experiências que os sustentam, buscam se tornar uma ferramenta viva, capaz de atualizar continuamente, incorporar novos avanços e acompanhar a evolução das estratégias de gestão de perdas na região. O estudo também destaca que muitas das medidas voltadas para reduzir PNT, como a digitalização de medições, o uso de analítica avançada de dados ou mecanismos para a detecção precoce de irregularidades, podem ser entendidas como investimentos sistêmicos em eficiência. Essas iniciativas não apenas permitem a recuperação de energia não faturada, mas também melhoram a gestão geral da rede e reduzem os custos operacionais associados a processos reativos, gerando benefícios que podem ser transferidos para todos os usuários do sistema sem necessariamente implicar aumentos na tarifa. Ao mesmo tempo, as evidências coletadas ressaltam que o gerenciamento de PNT deve considerar a diversidade de realidades sociais em que as redes operam, combinando ferramentas de controle com regularização energética e estratégias de inclusão.

Por fim, este trabalho reflete o valor da colaboração entre instituições com papéis complementares no desenvolvimento do setor regional de eletricidade. A cooperação entre a Associação Latino-Americana de Distribuidores de Energia Elétrica (ADELAT), o Centro Nacional de Soluções Avançadas de Energia Descentralizada (SEDA), a Organização Latino-Americana e Caribenha de Energia (OLACDE) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) tornou possível articular o conhecimento institucional e técnico, a experiência operacional e a análise acadêmica para enfrentar um desafio comum sob uma perspectiva regional. Esse esforço conjunto demonstra que a redução sustentável das PNT requer não apenas inovação tecnológica e melhorias regulatórias, mas também espaços para diálogo, aprendizado coletivo e a construção de conhecimento compartilhado entre empresas, instituições públicas, organizações internacionais e academia.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a todas as organizações, empresas, instituições reguladoras e profissionais que tornaram possível o desenvolvimento deste estudo. A disposição deles para colaborar, por meio de entrevistas, respostas a pesquisas, atenção a perguntas específicas e a troca aberta de informações e experiências, tem sido fundamental para construir uma visão rigorosa e representativa da gestão das PNT na região. Somos especialmente gratos à ARIAE por facilitar a articulação e colaboração das entidades reguladoras da região. Este trabalho é, em grande parte, resultado desse esforço coletivo e do compromisso compartilhado de avançar para sistemas elétricos mais eficientes, transparentes e sustentáveis.

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
CNE (Chile)	EEGSA	Light
CNEE (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.	

INTRODUÇÃO E OBJETIVO DO DOCUMENTO

MOTIVAÇÃO

As perdas de eletricidade na transmissão e distribuição são um indicador central do desempenho dos sistemas elétricos, pois expressam a diferença entre a energia gerada ou comprada e a energia que é finalmente cobrada aos usuários. Embora algum nível de perdas seja inerente à operação da rede, níveis persistentemente altos frequentemente revelam déficits e fraquezas de investimento no funcionamento técnico e institucional do setor. Na América Latina e no Caribe, esse fenômeno não afeta apenas a viabilidade financeira das empresas, mas também limita sua capacidade de manter e expandir infraestrutura, deteriora a qualidade do serviço e amplifica os impactos sociais e ambientais associados à energia não faturada e, às vezes, ao consumo excessivo e às maiores emissões.

Este documento foca nas PNT porque, em termos gerais, elas são o componente mais gerenciável da ação do negócio. Ao contrário das perdas técnicas, que podem ser explicadas por fenômenos físicos, as PNT estão associadas a processos práticos, comerciais e institucionais, e incluem desde intervenções físicas (roubo e fraude) até falhas de processos (erros de medição e faturamento) e aspectos financeiros como inadimplência. Na prática, e como mostram evidências regionais, sua abordagem transcende a engenharia: envolve compreender incentivos, capacidades de controle, práticas organizacionais, condições regulatórias e dinâmicas socioterritoriais que moldam a cultura de pagamento e a irregularidade estrutural.

O ponto de partida deste documento é o estudo do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) “Economia das Perdas de

Eletricidade na América Latina e no Caribe”, que fornece uma estrutura conceitual atualizada e ressalta a natureza multidimensional do problema, onde fatores técnicos, financeiros, socioeconômicos, regulatórios e políticos interagem. De acordo com o estudo do BID, a América Latina e o Caribe enfrentam uma situação endêmica de perdas de eletricidade. Nas últimas três décadas, estima-se que, em média, cerca de 17% da energia gerada na região foi perdida, um nível três vezes maior que o dos países da OCDE e acima dos limiares compatíveis com um sistema eficiente; em 2019, perdas que excederam o limite de referência de 10% atingiram a ordem de 120 TWh, e o problema também é generalizado, já que 22 dos 26 países analisados ultrapassam esses 10%. Ao mesmo tempo, o BID destaca a heterogeneidade regional: embora as taxas médias por sub-região variem de aproximadamente 15,2% a 18,1%, países com desempenho relativamente próximo dos níveis de referência (por exemplo, Peru) coexistem com outros que apresentam percentuais extremamente altos, onde as perdas podem exceder 25% (por exemplo, Jamaica e Paraguai) e casos muito críticos associados a magnitudes absolutas relevantes (por exemplo, Venezuela e Honduras).

Nesse contexto, este estudo propõe que a implementação de medidas voltadas para a redução e gestão de PNT pode constituir investimentos sistêmicos em eficiência, cujos benefícios econômicos e operacionais podem ser compartilhados entre os usuários do sistema elétrico. A redução das PNT não apenas reduz a energia não faturada, mas também pode se traduzir em custos operacionais mais baixos associados à inspeção reativa, substituição e corte de fornecimento, atenção a reivindicações, litígios e gestão comercial forçada; Além disso, impacta

a percepção de risco tanto de investidores quanto de clientes. Assim, a incorporação de ferramentas como digitalização de medições, análise avançada de dados e detecção precoce de irregularidades abre a possibilidade de reduzir custos estruturais do serviço de distribuição, melhorar a precisão das previsões futuras de demanda e contribuir para a sustentabilidade financeira do sistema, com impacto positivo na tarifa final.

A partir desta hipótese, o documento propõe avançar do diagnóstico regional para uma análise aplicada, centrada na experiência concreta de empresas distribuidoras da América Latina e do Caribe. Para isso, são sistematizadas medidas implementadas em diferentes contextos regulatórios, operacionais e socioeconômicos, organizando-as em eixos de ação de acordo com sua lógica de intervenção e sua contribuição para a gestão das perdas não técnicas. Esta abordagem busca identificar tanto a experiência na implementação de medidas específicas quanto as condições que se mostraram efetivas, as capacidades exigidas e a articulação com o ambiente institucional de cada país. Desse modo, o estudo visa fornecer evidências operacionais e critérios de análise que orientem a concepção, a priorização e a avaliação de estratégias de redução de PNT, reconhecendo a diversidade de realidades existentes na região.

OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é sistematizar as medidas implementadas por empresas de distribuição na América Latina e no Caribe para reduzir PNT, identificando, caracterizando e organizando suas experiências a fim de construir um repertório operacional de boas práticas, voltado para apoiar a tomada de decisão e o desenho de estratégias contextualizadas.

Para isso, são estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

1. Identificar as principais medidas e abordagens utilizadas pelas empresas de distribuição da região para a redução e prevenção de PNT, com base em fontes secundárias e evidências primárias coletadas por meio de entrevistas e pesquisas.
2. Caracterizar essas medidas de acordo com seu propósito, escopo, condições habilitadoras, requisitos de capacidade (técnicos, comerciais e organizacionais) e principais barreiras de implementação, distinguindo os contextos onde sua aplicação é mais eficaz.
3. Sistematizar as experiências em um arcabouço comum de análise, classificando-as em áreas de ação que permitam sua comparação e seleção informada.
4. Extrair aprendizados transferíveis e critérios práticos para o desenho de estratégias abrangentes de gestão das PNT, enfatizando combinações de medidas, sequências de implementação e condições mínimas para sua sustentabilidade ao longo do tempo.

ESCOPO E DELIMITAÇÃO

O escopo deste documento é limitado à gestão operacional e comercial das PNT no contexto de empresas de distribuição na América Latina e no Caribe. Seu objetivo é sistematizar o conjunto de ações que podem ser projetadas e implementadas sob o controle direto da própria empresa para detectar, reduzir e prevenir energia não faturada. Em consonância com essa abordagem prática, a análise é estruturada como um repertório de ferramentas de intervenção, que vão desde investimentos em infraestrutura de medição e análise de dados até a implementação de estratégias de controle em campo e mecanismos sustentáveis de regularização.

O estudo adota uma perspectiva centrada na agência da distribuidora. Embora reconheça que o sucesso dessas estratégias depende de condições facilitadoras – tanto internas (saúde institucional e governança) quanto externas (políticas públicas e estruturas macroeconômicas) – este manual foca nas alavancas de gestão que atuam na interação com o sistema elétrico e o usuário final. Dessa forma, busca fornecer um guia funcional sobre quais medidas existem, como operam e quais capacidades precisam para serem eficazes nos diversos contextos da região.

Consequentemente, o desenho de políticas públicas, reformas legais e discussão regulatória no sentido estrito estão fora do escopo do documento. Esses elementos são considerados aqui como o arcabouço contextual dentro do qual a empresa deve otimizar suas decisões, mas não como o objeto central da análise.

“

As perdas de eletricidade na transmissão e distribuição são um indicador fundamental do desempenho dos sistemas elétricos



02

PERDAS ELÉTRICAS

DEFINIÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS

As perdas elétricas são fundamentalmente definidas pelo balanço energético do sistema: elas correspondem à diferença entre a energia gerada ou comprada (entrada) e a energia efetivamente vendida aos usuários finais (saída).

$$Perdas_{Total} = Energia_{Injetada} - Energia_{Faturada}$$

Essas perdas funcionam como um indicador do desempenho do sistema elétrico, pois seus níveis revelam ineficiências estruturais, falta de manutenção na infraestrutura ou fraquezas críticas nos processos de gestão comercial e controle de fraudes.

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

É prudente distinguir entre as duas grandes categorias de perdas, pois sua natureza e gestão diferem substancialmente.

Perdas técnicas

Perdas técnicas são aquelas inerentes aos fenômenos eletromagnéticos e termodinâmicos que ocorrem nos elementos físicos do sistema elétrico durante seu funcionamento. Essas perdas são causadas principalmente pela dissipação de energia na forma de calor devido à resistência de materiais condutores (perdas ôhmicas ou Efeito Joule), bem como por fenômenos específicos como o efeito corona, que em altos níveis de tensão pode ionizar o ar ao redor, e perdas no núcleo dos transformadores, produto de correntes parasitas e histerese magnética.

Sua magnitude é função direta das características físicas da rede — como topologia, comprimento dos alimentadores, calibre do condutor e níveis de tensão — e depende principalmente da carga transportada. Embora seja possível reduzi-las por meio de investimentos em infraestrutura (melhoria de condutores, isoladores e topologia) ou otimizando a operação do sistema (gestão de perfis de tensão e níveis de corrente), devido às leis físicas que os regem, é impossível eliminá-las completamente.

PNT

Ao contrário das perdas técnicas, que obedecem a leis físicas imutáveis, as PNT são uma quantidade empírica e “residual”. Elas são definidas como a fração das perdas totais que não tem explicação eletromagnética:

$$Perdas_{Não\ Técnicas} = Perdas_{Totais} - Perdas_{Técnicas}$$

Como sua origem não é a física do sistema, essas perdas se devem a processos humanos, comerciais e institucionais. Embora um certo nível de perdas seja inerente à operação, as PNT teoricamente podem ser evitadas por meio de gestão, tecnologia e supervisão. Sua gestão transcende a engenharia, entrando no campo do conflito econômico, político e social, ao envolver a cultura de pagamento e acesso a serviços básicos

TIPOLOGIA E CLASSIFICAÇÃO DAS PNT

PNT são um fenômeno heterogêneo que agrupa situações de diferentes naturezas, causas e mecanismos de tratamento. Essas perdas podem se originar tanto em fraquezas operacionais internas das empresas de distribuição e no comportamento delibera-

do dos usuários, quanto em contextos estruturais de informalidade e acesso precário ao serviço. Para delimitar o escopo deste estudo, esta seção propõe uma tipologia que distingue entre PNT não intencionais, PNT intencionais e situações de irregularidade estrutural. Embora todas tenham impacto no nível geral das perdas, a análise subsequente foca principalmente em perdas intencionais não técnicas, pois são aquelas para as quais as empresas distribuidoras têm maiores margens de ação direta por meio de ferramentas de gestão, controle e operação.

PNT não intencionais

PNT não intencionais correspondem a energia que é efetivamente fornecida e consumida, mas que não é registrada ou cobrada corretamente pela distribuidora, sem que haja fraude deliberada por parte do usuário. Essas perdas se originam principalmente de fraquezas operacionais internas, falhas de gestão ou limitações dos sistemas de medição, faturamento e administração comercial.

Essa categoria inclui, em primeiro lugar, erros de medição, associados a medidores defeituosos, obsoletos, mal instalados ou fora de funcionamento, que registram menos do consumo real. Falhas nos processos de faturamento também são consideradas, como leituras incorretas, estimativas de consumo inadequadas ou limitações regulatórias que impedem a cobrança de energia não lida em determinados períodos. A isso somam-se problemas de gestão comercial, como clientes ativos que não aparecem corretamente nos sistemas, contratos mal registrados, suprimentos existentes mas não faturáveis, ou consumo coletivo, como iluminação pública, cuja medição é incompleta.

Juntas, essas perdas refletem ineficiências estruturais da empresa e não comportamentos ilícitos dos usuários. É importante notar que, em muitos casos, a persistência dessas ineficiências pode ter raízes profundas

em problemas de governança corporativa, esquemas internos de incentivos desalinhados ou falta de mecanismos de prestação de contas.

No entanto, para restringir o escopo e garantir uma sistematização abrangente das práticas operacionais, este estudo não aborda a dimensão da reforma institucional ou da governança interna. Essa delimitação metodológica busca concentrar a análise exclusivamente nas ferramentas de gestão que os distribuidores utilizam no mercado e na rede para combater perdas intencionais não técnicas, permitindo assim uma compreensão mais profunda das estratégias de controle, prevenção e regularização de fraudes.

Perdas intencionais não técnicas

Perdas intencionais não técnicas correspondem ao consumo de energia que não é registrado ou pago como resultado de ações deliberadas voltadas a evadir mecanismos formais de medição e faturamento. Ao contrário das perdas não intencionais, nesses casos há uma decisão consciente de violar as condições do serviço, embora essa decisão possa se manifestar em contextos sociais, econômicos e regulatórios muito diversos. Do ponto de vista do sistema elétrico, essas perdas representam um impacto direto na sustentabilidade financeira da distribuição e na equidade entre os usuários.

De acordo com a experiência coletada, perdas intencionais não técnicas se manifestam por meio de práticas com diferentes níveis de processamento e grau de integração ao sistema comercial. Nos casos mais imediatos e oportunistas, o consumo não registrado geralmente se apresenta como reconexões não autorizadas após uma suspensão formal do fornecimento, quando o usuário restaura o serviço diretamente. Esses são comportamentos visíveis, de baixa complexidade técnica e alta reincidência. Em outro nível estão as práticas de fraude associadas à manipulação do processo de medição, nas quais o usuário permanece contratualmente

vinculado à empresa, mas intervém deliberadamente no medidor ou em seu ambiente com o objetivo de subregistrar o consumo e reduzir o pagamento. Essas práticas podem variar desde intervenções facilmente detectáveis até esquemas mais seletivos ou intermitentes, projetados para manter perfis de consumo aparentemente normais. Por fim, nos cenários de maior impacto energético, o consumo é realizado por meio de conexões diretas ilegais à rede de distribuição, sem um ponto de medição autorizado ou relação contratual, configurando situações de roubo de energia em maior escala, que geralmente envolvem residências inteiras ou grupos de usuários. A esse panorama se soma uma dimensão adicional que complica a detecção e o controle: o conluio operacional. Esse aspecto não é uma modalidade técnica isolada, mas um fator habilitador onde a irregularidade deixa de ser unilateral e começa a envolver a participação – ativa ou omitida – de pessoal ligado à operação, que facilita a intervenção, adultera registros ou evita o relato de anomalias em violação dos protocolos internos do distribuidor.

PNT, portanto, apresentam uma heterogeneidade marcada em termos de magnitude, sofisticação e contexto social, o que impede que sejam abordadas por soluções únicas ou padronizadas. Enquanto algumas situações podem ser resolvidas de forma eficaz por meio de medidas de controle, detecção e dissuasão, outras exigem estratégias mais amplas de regularização, redesenho de redes ou intervenção social. Justamente por causa dessa diversidade, este estudo foca sua análise em perdas intencionais não técnicas, examinando as ferramentas disponíveis para as empresas de distribuição reduzirem incentivos para inadimplência, fortalecerem suas capacidades de controle e promoverem soluções sustentáveis ao longo do tempo.

Irregularidades estruturais e áreas cinzentas

Existem situações de consumo irregular que não se encaixam totalmente na distinção clássica entre perdas intencionais e não intencionais não técnicas. Essas áreas cinzentas estão associadas a assentamentos informais, usuários sem títulos de propriedade, acesso herdado precário ou consumo historicamente tolerado, onde a conexão com o serviço de eletricidade ocorre fora dos esquemas formais de medição e faturamento. Nesses contextos, o consumo não registrado faz parte de dinâmicas estruturais de exclusão e precariedade, e sua persistência muitas vezes está ligada à ausência de infraestrutura adequada, brechas legais ou decisões históricas de tolerância institucional.

Ao contrário da fraude deliberada, nessas situações a irregularidade nem sempre responde a uma intenção explícita de evadir o pagamento, mas sim a restrições materiais, legais ou administrativas que impedem a regularização. Em muitos casos, os usuários não possuem condições básicas para aderir ao sistema comercial, como comprovação de propriedade, documentação pessoal ou acesso a procedimentos formais, mesmo quando há disposição para pagar pelo serviço. A aplicação de estratégias de controle puramente punitivas ou técnicas é frequentemente ineficaz ou contraproducente, pois não aborda as causas profundas do problema e pode reforçar dinâmicas de conflito ou reincidência.

Cientes dessa realidade, vários distribuidores começaram a desenvolver abordagens específicas para esses territórios, diferenciadas das estratégias tradicionais de controle de perdas. Essas iniciativas incluem ferramentas técnicas adaptadas, esquemas comerciais flexíveis e a criação de áreas ou equipes especializadas com uma abordagem mais social e inclusiva, visando a regularização progressiva da oferta. Este artigo aborda essas experiências como parte da

análise das PNT, reconhecendo que a redução sustentável da irregularidade estrutural requer combinar soluções técnicas com políticas de inclusão, gestão territorial e adaptação de modelos de negócios, em vez de uma resposta focada exclusivamente em sanções.

RELEVÂNCIA DAS PERDAS ELÉTRICAS

A gestão das perdas elétricas é uma necessidade que transcende o equilíbrio financeiro da empresa, comprometendo a sustentabilidade operacional e a equidade social do serviço. Do ponto de vista econômico, a energia não faturada representa um custo irrecuperável e uma ineficiência que, sob esquemas regulatórios modernos, resulta em severas penalidades financeiras. No entanto, o impacto é sistêmico: altos níveis de perda degradam a qualidade do fornecimento ao causar sobrecargas e quedas de tensão, aumentam exponencialmente o risco de segurança pública devido a incêndios e eletrocussões, e geram uma distorção distributiva profunda, onde o custo da ineficiência acaba sendo transferido para as tarifas dos usuários que pagam no prazo, corroendo a legitimidade do sistema e da cultura de pagamento.

Para enfrentar esse desafio, as concessionárias precisam adotar estratégias diferenciadas dependendo da natureza da perda. Por um lado, reduzir as perdas técnicas exige investimentos em infraestrutura eficiente e otimização operacional da rede. Por outro lado, a mitigação de PNT não intencionais envolve o fortalecimento da governança corporativa, a melhoria dos processos comerciais e dos mecanismos de controle interno. Por fim, combater perdas intencionais não técnicas requer uma abordagem diferente, baseada em ferramentas precisas de detecção, estratégias de desincentivo e ações de inspeção em campo. É justamente nessa última área que a tecnologia se cruza com a gestão de fraudes, que a análise e as boas práticas sistematizadas neste documento se concentram.

FOCO DO DOCUMENTO

O presente estudo foca sua análise em perdas intencionais não técnicas. Ao contrário das perdas técnicas, limitadas por leis físicas, e das perdas não intencionais causadas por ineficiências administrativas internas, este segmento responde a ações deliberadas de terceiros voltadas a evadir mecanismos de medição e faturamento. Ao obedecer a dinâmicas comportamentais de fraude e não às restrições termodinâmicas, eles exigem soluções operacionais e comerciais que ofereçam uma margem de ação mais ampla. Consequentemente, o documento aprofunda a implantação de mecanismos de gestão que não dependem da expansão física da rede, mas sim da inteligência aplicada: desde a análise de dados de consumo e campanhas otimizadas de inspeção, até a implementação de tecnologias emergentes que, além da recuperação de energia, modernizam a interação com o cliente e agregam valor à operação da rede inteligente.

Embora esse fenômeno seja influenciado por fatores regulatórios, legais e sociais que excedem o controle dos distribuidores, eles possuem suas próprias ferramentas eficazes para agir sobre sua persistência. Em particular, as empresas podem identificar onde as perdas estão concentradas, reduzir incentivos para inadimplência e, em certos contextos, oferecer mecanismos de regularização que permitam a integração dos usuários ao sistema formal. Nesse contexto, este estudo limita seu escopo à análise dessas ações empresariais, concentrando-se principalmente em perdas intencionais não técnicas e, de forma complementar, em situações de irregularidade estrutural ou áreas cinzentas.

METODOLOGIA PARA COLETA DE INFORMAÇÕES

O estudo foi desenvolvido a partir de uma abordagem metodológica mista, combinando ferramentas quantitativas e qualitativas com o objetivo de identificar, classificar e analisar as práticas utilizadas pelas empresas de distribuição para a gestão de PNT. O desenho metodológico teve como objetivo não apenas analisar a existência de certas

medidas, mas também examinar sistematicamente suas condições de implementação, os desafios associados à sua operação, seu desempenho observado e as lições aprendidas com sua aplicação em contextos reais. A estrutura metodológica utilizada é resumida na Fig. 1.



Fig. 1. Abordagem metodológica do estudo.

A primeira fase do estudo consistiu na aplicação de um questionário estruturado às empresas de distribuição participantes, com o objetivo de pesquisar sistematicamente as ferramentas e medidas implementadas para o manejo de PNT. O questionário foi elaborado com base em uma classificação preliminar das áreas de intervenção, que incluía dimensões tecnológicas e de inovação, regulatórias e institucionais, econômicas e comerciais, comunitárias e sociais, bem como mecanismos de avaliação e monitoramento. Com base nessas categorias,

as empresas foram solicitadas a identificar e descrever as medidas que implementaram em cada uma dessas áreas. Foram recebidas um total de 38 respostas ao questionário, das quais 24 atenderam aos critérios de consistência e completude definidos para a análise, permitindo a identificação de um conjunto inicial de 191 medidas relatadas que constituíram a entrada inicial para as etapas subsequentes do estudo. As empresas participantes do estudo estão apresentadas na Tabela 1.



Tabela 1. Empresas de distribuição de eletricidade participantes do estudo.

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

A segunda fase do estudo teve como objetivo aprofundar qualitativamente experiências concretas de implementação, com o objetivo de compreender as nuances operacionais, aprendizados, dificuldades e fatores contextuais que influenciam o desempenho das diferentes medidas identificadas. Com base nas respostas obtidas no questionário na etapa anterior, foi elaborado um padrão de entrevistas semiestruturadas e um total de 30 entrevistas foram realizadas com empresas de distribuição, voltadas principalmente para os responsáveis pelas áreas de PNT. As entrevistas foram realizadas individualmente ou em grupos, dependendo da organização interna de cada empresa, e duraram aproximadamente entre 40 e 60 minutos, sendo realizadas remotamente. Esta etapa permitiu coletar informações qualitativas não observáveis por meio de instrumentos padronizados, incluindo desafios operacionais, condições de sucesso, adaptações locais e aprendizados derivados da implementação das medidas em diferentes contextos territoriais e institucionais. Os instrumentos utilizados foram desenvolvidos especificamente para este estudo e permitiram assegurar a coerência e a comparabilidade das informações levantadas entre as empresas.

A terceira etapa consistiu no desenvolvimento de uma taxonomia de medidas de gestão de PNT, construída a partir das informações coletadas no questionário inicial e aprofundada por meio das entrevistas. Essa taxonomia organiza as ferramentas identificadas de acordo com sua natureza, escopo de aplicação e lógica de intervenção, distinguindo entre medidas voltadas a identificar perdas, desencorajar comportamentos irregulares e facilitar processos de regularização do usuário. Além de seu valor descritivo, a taxonomia constitui um dos principais produtos metodológicos do estudo, pois estrutura a análise subsequente e ordena o conjunto de medidas examinadas ao longo do documento, servindo como um arcabouço conceitual e operacional para a discussão dos resultados.

A quarta etapa consistiu no processamento sistemático das evidências qualitativas coletadas nas entrevistas, que anteriormente foram transcritas para permitir sua análise textual. O material foi organizado e codificado por meio de uma análise temática, o que permitiu estruturar os achados em categorias comparáveis, contrastar padrões de implementação e desempenho, e identificar convergências e diferenças relevantes entre distribuidores de acordo com seus contextos operacionais, capacidades e condições locais. Os resultados dessa análise constituem a base empírica do documento e são apresentados nas seções seguintes, onde as principais práticas relatadas, suas variantes e as lições associadas à sua aplicação são sintetizadas.

Na quinta etapa, um segundo questionário foi aplicado às empresas participantes com uma abordagem predominantemente quantitativa. Esse instrumento tinha um duplo objetivo: por um lado, avaliar a evolução das PNT nos últimos cinco anos e, por outro, identificar o grau de implementação das medidas descritas nas seções anteriores. As informações coletadas permitiram construir indicadores comparáveis, derivar resultados estatísticos e identificar padrões entre as características das empresas de distribuição, a adoção de diferentes ferramentas de gestão e a evolução observada de PNT.

Finalmente, na sexta etapa, foi realizada uma fase de consulta com órgãos reguladores da Iberoamérica. Essa etapa teve como objetivo contrastar a visão operacional dos distribuidores com o atual arcabouço institucional e as políticas de controle de perdas definidas pela autoridade. As informações obtidas validaram a dimensão regulatória da taxonomia e garantiram que as recomendações do estudo fossem consistentes com os contextos regulatórios locais da região. Os órgãos reguladores participantes são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Órgãos reguladores que participam do estudo.

País	Entidade Reguladora	Entrevista / Questionário
Argentina		
Bolívia	AETN	•
Brasil	ANEEL	•
Chile	CNE	•
Espanha	CNMC	•
Colômbia		
Costa Rica		
Cuba	ONURE	•
Equador		
El Salvador	SIGET	•
Guatemala	CNEE	•
Honduras	CREE	•
Panamá	ASEP	•
Paraguai	VMME	•
Peru	OSINERGMIN	•
República Dominicana	SIE	•
Portugal	ERSE	•
Uruguai		

“

O estudo foi desenvolvido utilizando uma abordagem metodológica mista

PERDAS DE ELETRICIDADE EM PAÍSES DA REGIÃO

A gestão das PNT nos sistemas de distribuição de eletricidade é fortemente condicionada pelo arcabouço regulatório, institucional e operacional vigente em cada país. Embora as concessionárias enfrentem problemas comuns associados ao roubo de energia, conexões irregulares e falhas nos sistemas de medição e faturamento, as ferramentas disponíveis, incentivos econômicos e prerrogativas coercitivas para lidar com essas situações variam significativamente entre jurisdições.

A revisão comparativa das experiências nacionais incluídas neste estudo nos permite identificar padrões comuns, diferenças estruturais e trajetórias regulatórias diversas na gestão de PNT em sistemas de distribuição de eletricidade na América Latina e no Caribe. Embora os países analisados apresentem realidades institucionais, socioeconômicas e de mercado heterogêneas, a análise transversal mostra que as PNT constituem um desafio persistente e multidimensional, cuja gestão combina, em graus variados, instrumentos tarifários, mecanismos regulatórios, capacidades empresariais e estratégias de intervenção social.

Reconhecimento tarifário e sinais econômicos

Um dos principais eixos de diferenciação entre países é o papel do reconhecimento tarifário das perdas como um sinal econômico para orientar a gestão empresarial. Em sistemas com regulação econômica desenvolvida e estruturas tarifárias explícitas — como Brasil, Chile, Colômbia, Peru e México — existem metodologias formais que definem níveis de perdas reconhecidas em tarifas, geralmente diferenciando perdas técnicas e não técnicas, e revisadas periodicamente (entre anuais e quadrienais, dependendo do país).

O Brasil representa o caso mais sofisticado da região, utilizando um esquema de benchmarking econométrico que compara distribuidores com características socioeconômicas semelhantes para definir metas individuais para PNT, integradas à trajetória tarifária. Nesse modelo, o sinal econômico é claro: empresas que excedem o nível regulatório sofrem prejuízos econômicos, enquanto aquelas que o excedem retêm positivamente lucros, sem recorrer a sanções administrativas diretas. Chile e Peru, por outro lado, operam com esquemas eficientes de empresas modelo, onde o reconhecimento das perdas é definido ex ante e incorporado como parâmetro do cálculo tarifário, sem objetivos explícitos ou penalidades diretas por desvios, o que desloca o incentivo para um sinal mais indireto.

Em contraste, países como Paraguai, Bolívia e, em menor grau, Equador (até a recente modernização regulatória) apresentam esquemas onde o reconhecimento tarifário das perdas é inexistente, parcial ou fracamente ligado à real gestão das empresas. Nesses contextos, as perdas são abordadas principalmente como um problema de planejamento ou gestão interna de empresas estatais, sem uma tradução explícita em incentivos tarifários econômicos. A experiência comparativa sugere que, na ausência desses sinais, a redução sustentada das PNT depende fortemente de decisões políticas, programas de investimento extraordinários ou capacidades gerenciais específicas, com resultados menos estáveis ao longo do tempo.

Metas, planos e uso de instrumentos não tarifários

Um segundo eixo relevante é o uso de planos de redução de perdas e metas explícitas, sejam regulatórias, corporativas ou de políticas públicas. República Dominicana, Honduras, Equador e Paraguai destacam-se pela existência de planos nacionais ou setoriais de redução de perdas, que estabelecem objetivos quantificados e horizontes de tempo definidos. Nesses casos, os objetivos desempenham um papel de orientação estratégica e acompanhamento, mesmo que nem sempre estejam associados a incentivos econômicos diretos ou sanções formais.

Evidências mostram que esses planos são mais eficazes quando integrados a instrumentos operacionais e orçamentários claros (como aconteceu no Equador com o PlanREP) e menos eficazes quando funcionam apenas como declarações programáticas. Em países onde as metas não estão vinculadas a tarifas ou mecanismos de responsabilização, seu impacto tende a ser diluído diante de restrições financeiras, institucionais ou políticas.

Em comparação, reguladores em países fora da região, como Portugal e Espanha, utilizam metas implícitas embutidas em quadros de qualidade e eficiência do serviço, com revisões periódicas e metodologias econômicas que internalizam as perdas dentro do desempenho esperado das empresas. Embora esses contextos não possam ser extrapolados diretamente, eles ilustram a importância de integrar a gestão de perdas em um arcabouço regulatório coerente e estável, em vez de abordá-los como um problema isolado.

Transparência, relatórios e qualidade da informação

Uma característica transversal nos países estudados é a centralidade do balanço energético como ferramenta básica para medir

perdas, tanto técnicas quanto não técnicas. No entanto, existem diferenças significativas na qualidade, frequência e uso regulatório dessas informações. No Brasil, Colômbia, Equador, Chile e Peru, os distribuidores são obrigados a reportar periodicamente seus níveis de perdas ao regulador, e essas informações são usadas para fins tarifários, comparativos e monitoramento. Nesses casos, os dados geralmente são públicos, ao menos em forma agregada, o que permite análises comparativas e gera pressão reputacional.

Em outros países, como Bolívia ou Paraguai, existem informações sobre perdas e são reportadas, mas seu uso é predominantemente analítico ou de planejamento interno, sem auditorias regulatórias sistemáticas ou efeitos diretos de tarifas. Essa diferença não é pequena: a experiência comparativa mostra que publicidade, rastreabilidade e consistência dos dados são condições necessárias para avançar para esquemas mais sofisticados de incentivos, controle e aprendizado institucional.

Os casos da Espanha e de Portugal reforçam essa conclusão: em ambos os países, os sistemas de reporte de perdas são altamente padronizados, auditados e disponíveis publicamente, permitindo ao regulador não apenas supervisionar, mas também ajustar metodologias e parâmetros com uma base sólida de evidências.

Prerrogativas coercitivas e coordenação interinstitucional

Em todos os países analisados, PNT associadas à fraude elétrica são classificadas como infrações administrativas ou crimes. No entanto, o grau de articulação eficaz entre distribuidores, reguladores, Ministério Público e forças de segurança varia consideravelmente. A República Dominicana e o Brasil se destacam por terem arranjos institucionais mais explícitos, onde a acusação criminal de fraudes envolve ativamente promotorias de justiça e protocolos formais de ação conjunta.

Em outros países, existe capacidade coercitiva no arcabouço legal, mas sua aplicação é mais fragmentada, dependente da iniciativa das empresas ou limitada por condições de segurança, tramitação judicial lenta ou falta de recursos. Nesses contextos, as evidências coletadas em entrevistas sugerem que o controle coercitivo, por si só, gera efeitos transitórios e pode até aprofundar conflitos sociais se não for acompanhado por estratégias de regularização e inclusão.

Inclusão social, informalidade e sustentabilidade da redução

Um achado transversal do estudo é que as PNT associadas a contextos de informalidade e vulnerabilidade socioeconômica não podem ser abordadas exclusivamente a partir da lógica do controle. Em países tão diversos quanto Uruguai, Argentina, Equador, Brasil e Chile, as empresas distribuidoras concordam que a regularização sustentável exige a combinação de instrumentos técnicos, comerciais e sociais.

As práticas mais eficazes incluem tarifas sociais, esquemas de flexibilidade de pagamento, gestão diferenciada da dívida, acompanhamento comunitário e coordenação com políticas públicas mais amplas sobre habitação, planejamento urbano e proteção social. Nesses casos, a redução das PNT não é concebida como um objetivo isolado, mas como parte de uma estratégia de inclusão energética que busca transformar o consumo irregular em fornecimento formal e sustentável.

Essa abordagem contrasta com experiências em que a ação empresarial se limita a cortes e sanções, sem instrumentos acompanhantes, o que tende a reproduzir ciclos de reconexão ilegal e perdas recorrentes. A comparação com países como Cuba, onde o acesso universal e a forte presença estatal reduzem o espaço para irregularidades, mostra que a informalidade da eletricidade é, em grande parte, um reflexo de desigualdades estruturais mais amplas.

No geral, a análise comparativa mostra que há um conjunto de princípios recorrentes associados a experiências mais robustas: (i) sinais econômicos claros, preferencialmente integrados ao regime tarifário; (ii) informações confiáveis, públicas e auditadas; (iii) coordenação interinstitucional eficaz para o controle de fraudes; e (iv) estratégias de inclusão que abordam as causas estruturais da irregularidade.

Países que conseguem articular esses elementos de forma coerente apresentam trajetórias mais estáveis de redução das PNT. Por outro lado, quando algum desses componentes está ausente — por exemplo, incentivos econômicos, qualidade dos dados ou ferramentas sociais — o progresso tende a ser parcial, frágil ou dependente de esforços extraordinários. Essa aprendizagem comparativa é um insumo-chave para orientar recomendações e estruturas de boas práticas que podem ser adaptadas a diferentes contextos nacionais.

Para contextualizar as experiências empresariais sistematizadas neste estudo, esta seção descreve, para cada país analisado, os principais elementos do esquema regulatório aplicáveis a PNT, com base nas informações fornecidas diretamente pelas entidades reguladoras e supervisoras por meio de formulários e entrevistas. A caracterização foca nos mecanismos de reconhecimento tarifário de perdas, nos instrumentos regulatórios e incentivos associados à sua redução, nos requisitos de reporte e transparência, e nos poderes concedidos às empresas de distribuição para a detecção, controle e recuperação de energia não registrada.

Essa análise comparativa nos permite identificar padrões comuns, diferenças estruturais e graus de maturidade regulatória, fornecendo uma estrutura indispensável para a interpretação das boas práticas comerciais apresentadas nas seções a seguir.



ARGENTINA

A Argentina possui um setor elétrico verticalmente desintegrado, com geração competitiva e comercialização atacadista, transmissão regulada e distribuição como monopólio natural concedido por área. A operação do mercado atacadista está a cargo da CAMMESA, enquanto a regulamentação e supervisão são exercidas de forma dupla: no nível nacional para distribuidores sob jurisdição federal através da ENRE, e no nível provincial para os demais distribuidores, por meio de órgãos reguladores provinciais. Devido à coexistência de diferentes estruturas regulatórias, os mecanismos de revisão tarifária e o reconhecimento de perdas podem variar significativamente dependendo da jurisdição. A propriedade dos distribuidores é mista, com predominância de operadores privados e cooperativas elétricas, com algumas empresas provinciais com capital estatal.

Para distribuidores sob jurisdição nacional, o tratamento das perdas tarifárias é definido dentro do quadro das Revisões Tarifárias Integrais (RTI) e suas atualizações transitórias. Por sua vez, no caso das empresas provinciais, os mecanismos de reconhecimento tarifário podem responder a marcos regulatórios específicos definidos por cada província. No esquema RTI, o regulador define níveis de perdas reconhecidas (técnicas e não técnicas) consistentes com uma empresa eficiente, que são incorporados ao cálculo das receitas reguladas do distribuidor. Perdas acima do nível reconhecido não são transferíveis para a tarifa e constituem um custo econômico para a empresa, gerando um incentivo implícito para reduzi-las. A RTI estabelece parâmetros de médio prazo (tipicamente de cinco anos), enquanto ajustes e revisões subsequentes podem ser feitos por meio de mecanismos de transição ou recomposição tarifária, especialmente relevantes no contexto macroeconômico recente. Na prática, a instabilidade tarifária dos últimos anos enfraqueceu parcialmente

o sinal econômico de longo prazo, embora o princípio do reconhecimento limitado das perdas seja mantido nas regulamentações.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço argentino contempla instrumentos complementares. No nível federal, a ENRE exige que os distribuidores apresentem planos de melhoria de investimento e operacionais, que incluem ações de redução de perdas (renovação da rede, padronização de fornecimento, melhoria da medição). Historicamente, foram implementados programas para normalizar bairros e vilarejos, visando transformar conexões irregulares em fornecimentos formais, com o apoio do financiamento público. Embora não existam metas explícitas e homogêneas de redução de perdas em nível nacional aplicáveis a todos os distribuidores, há incentivos econômicos indiretos e, em certos casos, penalidades regulatórias associadas ao descumprimento das obrigações de serviço e qualidade.

Os distribuidores devem periodicamente reportar seus balanços energéticos (energia comprada vs. energia faturada) ao regulador e à CAMMESA. Essas informações são usadas para fins tarifários, de controle e comparativos, e fazem parte dos processos de auditoria técnica e econômica. No nível nacional, a ENRE publica informações agregadas sobre o desempenho dos distribuidores, incluindo indicadores de perdas, embora o grau de detalhamento e atualização possa variar. No nível provincial, a divulgação das informações depende de cada entidade reguladora, gerando heterogeneidade em transparência e comparabilidade.

Os distribuidores têm o poder de inspecionar instalações, detectar irregularidades, suspender o fornecimento em casos de fraude e recuperar energia não faturada de acordo com os marcos contratuais e regulatórios. O roubo de energia é tipificado nas normas penais, que permitem a denúncia e a acusação criminais em casos graves, geralmente em coordenação com forças de segurança e autoridades judiciais. Na prática, a aplica-

ção de sanções criminais tem sido limitada, privilegiando mecanismos administrativos e comerciais. Para equilibrar o controle com a proteção social, tarifas sociais, esquemas de subsídios direcionados e programas de regularização foram desenvolvidos em áreas vulneráveis, reconhecendo que parte das PNT tem origem socioeconômica estrutural.

Do ponto de vista regulatório, os principais desafios para reduzir PNT na Argentina incluem: (i) recompor sinais tarifários estáveis e previsíveis que reforcem os incentivos de eficiência; (ii) padronizar critérios regulatórios entre jurisdições nacionais e provinciais para melhorar a comparabilidade; (iii) acelerar a modernização da medição (telemetria e análise de dados) em áreas críticas; e (iv) aprofundamento dos programas de regularização e inclusão de eletricidade, coordenação de distribuidores, governos locais e políticas sociais. A experiência argentina mostra que a redução sustentável das PNT requer uma combinação de instrumentos econômicos, regulatórios, tecnológicos e sociais, em vez de uma única medida isolada.



BOLÍVIA

Na Bolívia, conforme relatado pela entidade reguladora consultada, o nível de perdas reconhecido nas tarifas é determinado por um estudo tarifário encomendado pelas empresas distribuidoras, que é revisado a cada quatro anos. Os insumos disponíveis não detalham um mecanismo adicional para ajuste intra-período, nem uma desagregação explícita entre perdas técnicas e não técnicas dentro do reconhecimento tarifário.

Além do reconhecimento tarifário, o regulamento contempla sanções associadas a infrações relacionadas ao consumo irregular. Em particular, a Lei de Eletricidade nº 1604 estabelece infrações de consumo (conexão arbitrária, alteração de instrumentos de medição, consumo clandestino e recusa de

acesso às inspeções) e prevê a aplicação de multas calculadas com base na energia (kWh) multiplicadas pela tarifa média correspondente, sem prejuízo de outras responsabilidades.

Quanto à divulgação e transparência, a resposta recebida indica que os distribuidores não devem reportar, auditar ou certificar seus níveis de perdas ao regulador dentro do âmbito deste formulário, e que tais informações não são consideradas públicas (conforme indicado pela entidade). Portanto, as evidências disponíveis para este estudo não nos permitem descrever usos regulatórios sistemáticos (comparativos, corretivos ou sancionadores) com base em relatórios periódicos de perdas.

Por fim, o fortalecimento das campanhas de informação preventiva voltadas para alertar a população sobre pessoas que oferecem “serviços” para cometer infrações ou manipular o consumo é destacado como uma medida relevante. Essa ênfase é consistente com mensagens públicas recentes divulgadas por empresas do setor na Bolívia, que alertam sobre a natureza ilícita do roubo de energia e suas consequências.



BRASIL

O Brasil possui um dos marcos regulatórios mais sofisticados da região para a gestão de PNT na distribuição de eletricidade. O nível de perdas reconhecidas em termos de tarifas é definido nos processos de Revisão Periódica de Tarifas (RTP) de cada distribuidor, que são realizados a cada quatro ou cinco anos, dependendo da duração do ciclo de concessão. Perdas técnicas são determinadas a partir de um modelo de engenharia regulatória, enquanto PNT são estabelecidas por meio de uma abordagem comparativa de benchmarking entre distribuidores que atuam em áreas com características socioeconômicas semelhantes.

Para isso, a ANEEL utiliza um modelo eco-

nométrico que identifica variáveis socioeconômicas que explicam PNT, construindo um ranking de complexidade das áreas de concessão. Cada concessionária é comparada a potenciais pares, e a meta regulatória para PNT é definida como o menor valor resultante de uma média ponderada entre suas próprias perdas históricas e as de seus benchmarks. Essa meta corresponde ao nível que a empresa deve atingir ao final do ciclo tarifário e se traduz em uma trajetória anual de redução, que determina o nível de PNT reconhecidas em cada ano tarifário do período regulatório.

O principal instrumento de incentivo é econômico: o reconhecimento tarifário das perdas pode diferir do nível realmente incorrido pela empresa. Se o distribuidor conseguir um desempenho melhor que o nível regulatório, obtém um ganho econômico; Se não atingir o objetivo, corre uma perda econômica. Não há sanções ou multas diretas por não cumprimento das metas, nem recompensas explícitas adicionais além desse sinal econômico. Os planos para combater perdas apresentadas pelas empresas durante as revisões tarifárias não influenciam diretamente a definição dos níveis regulatórios.

Um elemento relevante da evolução recente é o Decreto nº 12.068/2024, que estabelece que as concessões de distribuição que serão estendidas nos próximos anos e que enfrentam severas restrições operacionais devem apresentar planos de redução de PNT, cujo desempenho terá impacto no reconhecimento tarifário. A regulamentação específica desse mecanismo será tema de discussão pública durante 2026, o que pode fortalecer a ligação entre o planejamento operacional e os sinais regulatórios.

Em termos de informação e supervisão, os distribuidores brasileiros devem reportar mensalmente seus níveis de perdas à ANEEL. Esses dados são usados para alimentar o modelo econométrico, fazer comparações entre empresas, definir metas regulatórias

e monitorar o desempenho setorial. Todas essas informações são públicas e são divulgadas por meio de relatórios e documentos regulatórios oficiais, cumprindo um papel comparativo e de transparência, e não de sancionar.

Por fim, um dos principais desafios para fortalecer a redução das PNT é avançar para uma maior coordenação interinstitucional. É identificado como necessário coordenar mais estreitamente com a ANEEL, o Ministério setorial, as empresas de distribuição, as forças policiais, o judiciário e os governos estaduais e municipais. Da mesma forma, levanta-se a necessidade de uma política pública abrangente para combater as perdas, que combine ações de controle diante de um problema transversal com medidas para reduzir o custo da energia focadas em áreas vulneráveis, permitindo que o problema seja abordado a partir de uma lógica estrutural e não apenas tarifária.



CHILE

No Chile, o nível de perdas de eletricidade reconhecidas nas tarifas é determinado dentro do âmbito do processo de quatro anos para fixar o Valor Agregado da Distribuição (VAD), que se baseia no projeto de uma empresa modelo eficiente. Para essa empresa modelo, os investimentos e os custos de operação, manutenção e administração necessários para fornecer o serviço de distribuição são definidos, considerando as restrições da operação das empresas reais. Nesse contexto, as características das redes definidas para a empresa modelo permitem determinar as perdas técnicas do sistema, enquanto as PNT são estimadas de forma complementar, considerando principalmente o roubo de energia como uma variável relevante. No último processo tarifário, o nível de roubo foi estimado usando um modelo econométrico que incorporou, entre suas variáveis explicativas, o roubo histórico reportado pelas empresas distribuidoras e o

Produto Interno Bruto (PIB). O nível de perdas reconhecidas é revisado e atualizado a cada quatro anos, com cada novo processo de definição de VAD.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório chileno inclui instrumentos regulatórios específicos que orientam a gestão de PNT. Em particular, os Regulamentos da Lei Geral dos Serviços Elétricos, contidos no Decreto Supremo nº 327 de 1997, estabelecem disposições explícitas sobre conexões irregulares. O artigo 157 desse regulamento estabelece que, quando a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC) confirma a existência de uma alteração nas instalações ou equipamentos de medição, a empresa distribuidora está autorizada a cobrar pela energia não registrada (CNR) e, quando apropriado, iniciar as ações legais relevantes, operando esses mecanismos como instrumentos de dissuasão contra esse tipo de conduta.

Em termos de transparência e relatórios, as empresas de distribuição reportam seus níveis de perdas como um insumo para modelar o processo de determinação do VAD. Essas informações são usadas para fins metodológicos e comparativos, sem efeitos corretivos ou sancionadores diretos sobre empresas reais. As informações de base associadas aos estudos tarifários são públicas e estão disponíveis no site institucional da Comissão Nacional de Energia, na seção correspondente ao Valor Agregado da Distribuição.

Quanto ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, o Regulamento da Lei Geral dos Serviços Elétricos estabelece que, após a detecção de PNT confirmadas pela SEC, as empresas podem proceder à cobrança de energia não registrada e iniciar ações judiciais. Além disso, o Artigo 147 do mesmo regulamento prevê que, em caso de não pagamento, a distribuidora pode cortar o fornecimento de eletricidade após 45 dias desde o término da primeira conta não paga e notificação prévia ao usuário com pelo

menos 5 dias de antecedência, incorporando salvaguardas processuais voltadas para proteger o usuário.

Por fim, a redução de perdas nos sistemas de distribuição pode ser fortalecida por meio de uma combinação de medidas regulatórias e tecnológicas. Entre as ações destacadas estão a identificação e substituição de ativos com perdas técnicas superiores aos parâmetros esperados; o desenvolvimento e integração de bancos de dados que permitem caracterizar e monitorar PNT; aprofundar a digitalização das redes, incluindo medição inteligente, monitoramento em tempo real e ferramentas analíticas avançadas; e a manutenção de sinais econômicos nos processos tarifários que incentivam a redução das perdas. Além disso, reconhece-se a relevância de políticas públicas voltadas para reduzir os incentivos socioeconômicos associados à geração de PNT, assim como medidas dissuasoras e educacionais que promovem o cumprimento regulatório e o uso responsável da energia.



COLÔMBIA

Na Colômbia, o nível de perdas elétricas reconhecidas nas tarifas de distribuição é definido de forma diferente pelo nível de tensão, de acordo com as disposições do Anexo Geral da Resolução CREG 015 de 2018. Para sistemas com tensão nominal maior ou igual a 57,5 kV e inferior a 220 kV, as perdas reconhecidas são calculadas mensalmente por meio dos balanços energéticos de cada Sistema Regional de Transmissão (STR), utilizando informações gerenciadas pelo Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) do mercado de eletricidade. No entanto, esse mecanismo ainda não se aplica a todos os distribuidores, pois alguns não atenderam aos requisitos técnicos necessários; Nesses casos, as perdas continuam sendo estimadas usando fluxos de carga horários baseados em informações históricas, com uma migração progressiva em direção ao

esquema de balanço energético. Para sistemas com tensão entre 1 e 57,5 kV, as perdas reconhecidas são determinadas a partir de estudos de fluxo de carga realizados pelos operadores da rede e revisados pelo regulador, permanecendo constantes durante todo o período tarifário. Para sistemas com tensão inferior a 1 kV, além de uma metodologia semelhante aos sistemas descritos, um componente de perda não técnica é explicitamente reconhecido, calculado com base em variáveis do mercado comercializado, como quilômetros de redes rurais e energia vendida em áreas especiais caracterizadas por altos níveis de perdas, baixos níveis de acumulação ou condições subnormais.

Além disso, a metodologia atual incorpora um mecanismo para o reconhecimento de perdas adicionais não técnicas associadas ao nível de investimento executado pelo distribuidor no ano anterior, com o objetivo de incentivar investimentos voltados para a redução de perdas. Esse mecanismo permite, no primeiro ano do período tarifário, reconhecer até todas as perdas registradas em sistemas com tensão de até 1 kV no início do período, estabelecendo posteriormente um caminho linear de redução ao longo de um horizonte de dez anos, até convergir para níveis considerados eficientes. O acesso a esse esquema é condicionado ao cumprimento dos requisitos regulatórios e é explicitamente regulado na Resolução CREG 015 de 2018.

Como instrumento regulatório complementar, o CREG introduziu o Plano de Redução de Perdas, ao qual distribuidores que apresentassem perdas em seus sistemas com nível de tensão menor que 1 kV maior do que os reconhecidos no início do período tarifário podiam se candidatar. As empresas que acessavam esse mecanismo precisavam apresentar um plano que incluía um caminho anualizado de redução de perdas para um horizonte de dez anos, o custo do pla-

no e a Índice de Perdas Total (IPT) no início do período. Da mesma forma, o regulador definiu valores máximos a serem remunerados, destinados a investimentos específicos para a redução de PNT (como medidores para legalização de usuários, equipamentos de medição nos pontos de entrada por nível de tensão, macrômetros em transformadores e sistemas centralizados de medição) utilizando um modelo de eficiência baseado em redes neurais treinadas com dados de empresas consideradas eficientes. Deve-se notar que, durante os primeiros cinco anos de aplicação desse esquema, não houve correlação positiva entre o recebimento desses incentivos e a redução efetiva do indicador de perdas.

Em termos de transparência e relatórios, o Índice de Perdas Totais (TPI) é uma obrigação regulatória apenas para distribuidores que se aplica ao Plano de Redução de Perdas. Esse índice é calculado pelo Administrador de Mercado (XM S.A. E.S.P.) com base nas informações sobre fronteiras comerciais gerenciadas pelo ASIC e nos registros do Sistema Unificado de Informação (SUI), sob supervisão da Superintendência de Serviços Públicos Residenciais (SSPD). As informações são usadas principalmente para avaliar o cumprimento anual das metas definidas no caminho de redução e determinar a continuidade, suspensão ou cancelamento dos incentivos. Os dados usados para esse monitoramento não são públicos individualmente; no entanto, o CREG publicou análises agregadas e diagnósticos setoriais que permitem observar a evolução das perdas em nível nacional, como o projeto de resolução CREG 701 090 de 2025 .

Quanto ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, eles têm o poder de inspecionar instalações, suspender ou rescindir contratos em caso de fraude, recuperar o consumo não faturado (geralmente até cinco meses de atraso, prorrogável se fraude for comprovada) e denunciar criminalmen-

te o crime de “defraudación de fluidos” ao Ministério Público, com acompanhamento policial quando considerado necessário. Nesse contexto, o SSPD estabeleceu procedimentos técnico-legais específicos que garantem o direito do usuário de contestar os processos de recuperação de energia, incluindo a revisão de atas, testes técnicos e cálculos, com possibilidade de uma reivindicação perante a própria Superintendência. Atualmente, o CREG está atualizando o regime de proteção ao usuário, em vigor desde a Resolução CREG 108 de 1997.

Por fim, identifica-se que o fortalecimento da redução de perdas na Colômbia exige avanço na massificação da infraestrutura avançada de medição (AMI), harmonizando os desenvolvimentos regulatórios com o atual arcabouço jurídico; avaliar esquemas alternativos de incentivos, incluindo a remuneração de ativos adicionais para gestão de perdas, uso de análise de dados e inteligência artificial, medição macro e mecanismos de incentivo simétricos; e continuar garantindo um desenho tarifário que reflita custos eficientes e preserve a sustentabilidade financeira do serviço. Além disso, é identificada a necessidade de melhorar os critérios de segmentação social, migrando de esquemas baseados em estratos para abordagens de vulnerabilidade mais precisas, e fortalecer programas de gestão social e controle focado em áreas com maiores volumes de energia não faturada.



COSTA RICA

Na Costa Rica, a regulação do serviço de eletricidade corresponde à Autoridade Reguladora dos Serviços Públicos (ARESEP), em um contexto institucional caracterizado por alta participação de empresas da economia pública e social. A prestação de serviços de distribuição de eletricidade é realizada principalmente pelo Instituto de Eletricidade da Costa Rica (ICE), incluindo a Companhia Nacional de Energia e Luz (CNFL), juntamente

com cooperativas rurais de eletrificação e empresas municipais. Esse modelo possibilitou alcançar altos níveis de cobertura universal e acesso, configurando um ambiente onde a gestão de perdas está intimamente ligada aos objetivos de segurança de fornecimento e responsabilidade social.

Do ponto de vista regulatório, a comercialização e o tratamento das perdas são regidos pelo padrão técnico “Supervisão da comercialização do fornecimento de eletricidade em baixa e média tensão” (AR-NT-SUCOM, atualizado em outubro de 2024). Essa regulamentação concede linhas claras e poderes explícitos às empresas de distribuição. Entre suas disposições estão a proibição de adulteração de equipamentos de medição (Art. 20), a autorização de entrada em edifícios para inspeções (Art. 30) e as diretrizes contra danos, uso ilícito, revenda de energia e suspensão de serviço. Da mesma forma, os regulamentos proíbem expressamente as empresas de fornecer serviço de eletricidade total ou parcialmente gratuito (Art. 33).

Com relação ao reconhecimento tarifário, a regulamentação costarriquenha não distingue explicitamente entre perdas técnicas e não técnicas, mas opera sob um esquema de reconhecimento global de perdas com limite máximo. Esse limite é calculado com base no valor médio das perdas elétricas para toda a indústria de distribuição durante os dois anos anteriores ao ano da fixação. Dessa forma, se uma empresa registrar perdas abaixo do teto, seu valor real é reconhecido; no entanto, se suas perdas excederem a média histórica da indústria, o excedente não é transferível para a tarifa e constitui uma perda financeira direta para o distribuidor. Esse mecanismo atua como um forte incentivo econômico (e uma medida indireta de sanção) para a redução das perdas, destacando também que esse limite não inclui fatores de ajuste para variáveis socioeconômicas, demográficas ou criminais presentes nas diferentes áreas de concessão.

No que diz respeito ao tratamento da fraude, quando o uso ilícito é detectado (seja por inspeção, manutenção ou relatório), os regulamentos apoiam um procedimento padronizado. Isso inclui a coleta de evidências, a normalização da medição e a determinação da energia não faturada por meio da análise das variações no padrão histórico de consumo (comparando o consumo antes e depois da irregularidade). A cobrança é gerida por meio de processos internos que, dependendo do valor, podem ser levados à justiça.

Para garantir transparência e monitoramento desses indicadores, as empresas são obrigadas a reportar anualmente seus níveis de perdas à ARESEP como parte dos estudos tarifários, além de enviar mensalmente seus saldos disponíveis de energia e vendas. Essas informações são públicas e estão alojadas no portal de Dados Abertos ARESEP, comprovando, por exemplo, que as perdas totais do ICE permaneceram em uma faixa estável entre 7,5% e 8,3% durante o período de 2019-2024.

Por fim, no nível da gestão empresarial, o Grupo ICE complementa esses requisitos regulatórios com sua Política de Gestão de Perdas Energéticas Corporativas. Essa política estabelece uma abordagem abrangente que combina ações técnicas (melhoria de redes, macromedição), comerciais (controle do consumo irregular) e ações sociais. Dessa forma, reconhece-se que conexões informais e inseguras devem ser abordadas não apenas por meio de inspeções punitivas, mas também com critérios de segurança, inclusão e sustentabilidade, priorizando a regularização do fornecimento.



O sistema elétrico cubano opera sob um modelo totalmente estatal e verticalmente integrado, no qual a geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade são responsabilidade do Estado, principalmente por meio da União da Eletricidade (UNE) e suas empresas subordinadas. Não há mercado competitivo de eletricidade nem separação funcional entre as atividades, e o planejamento do setor responde a critérios centralizados definidos pelo Ministério de Energia e Minas. Nesse contexto, as tarifas de eletricidade são reguladas administrativamente e desempenham um papel social explícito, com extensos subsídios cruzados e transferências fiscais voltadas para garantir o acesso universal ao serviço.

Em Cuba não existe um esquema explícito de reconhecimento tarifário para perdas de eletricidade, em técnicas nem não técnicas, comparável aos modelos usados em sistemas de mercado regulados. As perdas fazem parte do saldo operacional geral do sistema elétrico e seus custos são absorvidos pelo Estado como parte do financiamento geral do setor. As tarifas não são ajustadas pelo desempenho das empresas em perdas, nem são usadas como um sinal econômico para incentivar a redução. A revisão tarifária responde principalmente a decisões de políticas públicas e disponibilidade fiscal, em vez de processos periódicos de revisão eficiente de custos.

A gestão das perdas elétricas é fundamentalmente tratada como um problema técnico-operacional e de disciplina social, e não como um desafio econômico-regulatório. As autoridades energéticas estabelecem planos internos de redução de perdas, voltados principalmente para melhorar a medição, modernizar redes e controlar o consumo ilegal. Não são identificados objetivos regulatórios formais com consequências econômicas diferenciadas para as empre-

sas, pois elas não operam sob um regime de incentivos financeiros autônomos.

No entanto, o arcabouço regulatório cubano contempla sanções administrativas e criminais para roubo de energia e manipulação de instalações elétricas, que são aplicadas por órgãos estatais em coordenação com o sistema judiciário. Essas sanções cumprem uma função de dissuasão, embora sua eficácia dependa em grande parte das capacidades operacionais de inspeção e do contexto socioeconômico.

Empresas estatais de eletricidade preparam balanços energéticos e relatórios internos de perda, que são usados pelas autoridades setoriais para fins de planejamento, diagnóstico e controle operacional. No entanto, essas informações não são publicadas de forma sistemática ou desagregada, e seu uso é predominantemente interno. Não existe um sistema regulatório independente de auditoria ou mecanismos de comparação entre empresas, dado o caráter monopolista e estatal do setor. As informações de perdas são integradas a relatórios setoriais gerais e diagnósticos técnicos, sem efeitos diretos de tarifas ou sanções associados ao seu nível.

O Estado cubano possui amplos poderes coercitivos diante de PNT. Roubo de eletricidade e conexões ilegais são classificados como delitos graves, sujeitos a sanções administrativas e criminais. As companhias de eletricidade, em coordenação com órgãos de segurança e autoridades locais, podem proceder a cortar o fornecimento, remover conexões irregulares e aplicar multas. A acusação de fraudes de eletricidade está integrada a um amplo esquema de controle estatal, onde a coordenação interinstitucional é garantida pelo design centralizado do próprio sistema.

De uma perspectiva comparativa, a experiência cubana mostra que um alto grau de controle estatal e tarifas fortemente subsidiadas não eliminam por si só a existência

de PNT, especialmente em contextos de restrição econômica prolongada. Reduzir as perdas depende fundamentalmente da capacidade de investir em infraestrutura, da disponibilidade de tecnologia de medição confiável e da estabilidade do fornecimento. A ausência de incentivos econômicos explícitos e mecanismos de transparência limita o uso das perdas como ferramenta de gestão de desempenho, embora o modelo permita ações de fiscalização diretas e coordenadas. Nesse sentido, Cuba é um caso de referência para analisar os limites das abordagens puramente administrativas para a gestão de PNT, em contraste com esquemas regulatórios baseados em incentivos econômicos e sinais tarifários.



EQUADOR

No Equador, o serviço público de eletricidade opera sob um esquema majoritariamente estatal e regulado. A distribuição é realizada por empresas públicas regionais, principalmente a Corporação Nacional de Eletricidade (CNEL EP), que atende cerca de 48% dos clientes regulados, e empresas municipais ou regionais (Quito, CentroSur, Ambato, Riobamba, Loja, entre outras). A comercialização para clientes finais é realizada sob uma única folha tarifária nacional, com exceção de um pequeno número de grandes consumidores autorizados a contratar sob condições não regulamentadas. O sistema possui alta concentração de pequenos consumidores, complementada por políticas de subsídio direcionadas, como a Tarifa da Dignidade, voltada para domicílios vulneráveis.

O reconhecimento tarifário de perdas baseia-se em uma abordagem de reconhecimento parcial. O regulamento define um nível máximo de perdas reconhecidas, que é incorporado ao cálculo tarifário por meio de fatores de perda de nível de tensão. Perdas que excedam esse limite não são transferidas para a tarifa e devem ser absorvidas pelo distribuidor, gerando um sinal econômico

co voltado para a eficiência. Esse nível reconhecido foi gradualmente reduzido em linha com as metas nacionais de eficiência, atualmente alinhadas com a meta doméstica de alcançar 10,5% de perdas totais até 2025. A atualização dos parâmetros tarifários de distribuição, incluindo perdas reconhecidas, é realizada periodicamente, com revisões anuais baseadas nas informações reportadas pelas empresas. O regulador (ARCER-NNR) afirmou que também está desenvolvendo regulamentos técnicos específicos para a definição de perdas admissíveis, o que permitirá diferenciar objetivos por tipo de área de serviço, considerando que atualmente não há nenhuma regulamentação oficial em vigor publicada sobre este assunto.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço equatoriano contempla instrumentos complementares para a gestão de perdas. Destacam-se as metas oficiais estabelecidas nos planos setoriais, os planos de redução de perdas em nível empresarial e a possibilidade de financiamento de investimentos específicos por meio de tarifas, como modernização da rede, medição avançada, padronização do cliente e fortalecimento dos processos comerciais. A publicação periódica de estatísticas sobre perdas por empresa também introduz um incentivo reputacional, relevante no contexto de empresas públicas sujeitas a controle político e social.

Os distribuidores são obrigados a reportar seus balanços energéticos ao regulador mensalmente, desagregando perdas técnicas e não técnicas. Essas informações são auditadas, utilizadas para fins tarifários, comparativos e corretivos, e estão amplamente disponíveis ao público por meio de relatórios estatísticos sobre o setor elétrico, constituindo um insumo central para supervisão regulatória e formulação de políticas.

Em relação aos poderes contra PNT, as empresas distribuidoras podem inspecionar instalações, suspender fornecimentos irregulares, recuperar energia não faturada e aplicar encargos administrativos, de acordo

com as regulamentações vigentes. O furto de eletricidade é classificado como crime, o que permite a denúncia ao Ministério Público e a coordenação com a Polícia Nacional. Essas ações são complementadas por programas de regularização e inclusão, voltados para assentamentos informais e usuários vulneráveis, buscando equilibrar o controle de fraudes com a proteção do acesso ao serviço e a segurança das instalações.

Dessa forma, fortalecer a redução de perdas no Equador exige consolidar regulamentações técnicas específicas, avançar em uma metodologia tarifária mais orientada para a eficiência, acelerar a execução de projetos de investimento, aprofundar a implantação de medições inteligentes e reforçar a abordagem social e comunitária em áreas de alta vulnerabilidade. A experiência acumulada mostra que uma estratégia abrangente, combinando sinais econômicos, investimento público, controle institucional e políticas sociais, permitiu progressos substanciais, embora ainda persistam desafios para convergir para níveis de perdas comparáveis aos sistemas mais eficientes da região.



EL SALVADOR

Em El Salvador, o nível de perdas de eletricidade reconhecido na tarifa é definido pela metodologia de cálculo das tarifas de Distribuição e Comercialização, que constitui o estudo abrangente de tarifas que estabelece as tarifas de referência para um período de cinco anos. Essa metodologia contempla a preparação de um estudo específico sobre perdas de energia em redes de distribuição de média e baixa tensão, a partir do qual são determinadas as perdas a serem reconhecidas para fins tarifários. Nesse contexto, 100% das perdas técnicas e até 50% das PNT justificadas são reconhecidas, com o restante destas últimas permanecendo como risco que não é transferível para tarifas. O processo de implementação e atualização é executado pelas empresas distri-

buidoras e revisado pela Superintendência Geral de Eletricidade e Telecomunicações (SIGET), baseando-se nos saldos de compra e venda de energia, juntamente com a consolidação e modelagem de informações comerciais e de rede para estimar perdas por meio dos fluxos de energia. Os percentuais resultantes são traduzidos em fatores que alimentam o componente tarifário associado às perdas, transferindo sua eficiência para o usuário final ao longo do período de cinco anos.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório salvadorenho inclui instrumentos regulatórios específicos para a gestão de PNT, destacando o Procedimento para Condições Irregulares (Acordo 283-E-2011), que regula a detecção, inspeção, documentação, verificação de equipamentos de medição, cálculo e recuperação de energia não registrada, bem como o tratamento de disputas. Além disso, a própria metodologia tarifária introduz um critério de custo-efetividade, estabelecendo que o componente associado ao roubo ou fraude só é reconhecido quando sua eliminação não é economicamente justificável, o que atua como um incentivo implícito para priorizar medidas eficientes. No nível operacional, atividades como inspeções, leituras de medidores e suspensão de serviço fazem parte dos processos usuais de controle.

Em termos de transparência e relatório, os distribuidores reportam ao SIGET a cada seis meses estatísticas de eletricidade que incluem perdas técnicas e não técnicas, que são principalmente para fins estatísticos e não modificam os níveis de perdas reconhecidas na tarifa durante o período de cinco anos. Essas informações são publicamente acessíveis por meio do boletim estatístico SIGET. Paralelamente, perdas globais podem ser certificadas pelo regulador quando exigidas para reportagem fiscal ao Ministério das Finanças. Em casos de condições irregulares, o SIGET mantém poderes para verificar cálculos de recuperação de energia não registrada, utilizando as informações para fins corretivos e técnicos.

Quanto ao papel dos distribuidores, eles têm poderes coercitivos regulados para enfrentar PNT, incluindo inspeções, suspensão ou desconexão de fornecimento em casos extremos, demanda por garantias e cobrança de reconexão, tudo sob os Termos e Condições para o Usuário Final aprovados pela SIGET, que limitam a discricionariedade comercial. Há coordenação com instituições como polícia, municípios e organizações comunitárias, especialmente em contextos onde medidas de controle e segurança promovidas pelo governo central são implementadas. O equilíbrio entre controle e proteção do usuário é garantido por meio da supervisão regulatória das ações dos distribuidores e da existência de canais formais de reclamação, tanto com empresas quanto por meio dos Centros de Atendimento ao Usuário (CAU) da SIGET.

Por fim, são identificadas oportunidades para fortalecer o esquema atual, incluindo a evolução para instrumentos de desempenho com metas e incentivos verificáveis, a promoção da implementação de medidas avançadas e análises preditivas, o reforço da coordenação interinstitucional e da capacidade de dissuasão diante de casos graves ou recorrentes, e a integração de uma abordagem social que combine controle com regularização, inclusão e mecanismos de pagamento adaptados para reduzir as perdas sem afetar desproporcionalmente usuários vulneráveis.



ESPANHA

A Espanha opera um sistema elétrico liberalizado, com separação entre distribuição (atividade regulada, sob regime de monopólio natural por área) e comercialização (atividade competitiva). A distribuição é remunerada por meio de pedágios e remuneração regulada, enquanto os comercializadores adquirem energia no mercado e fornecem aos consumidores sob condições competitivas, com um segmento regulado de oferta

de preços (PVPC) também coexistindo para certos consumidores. Nesse contexto, as perdas elétricas são gerenciadas como parte dos processos de medição, liquidação e alocação de energia, com regras padronizadas e supervisão regulatória. Esse processo é regulado pelo Regulamento Unificado dos Pontos de Medição do Sistema Elétrico (Decreto Real 1110/2007), que estabelece a operação do sistema de medição e do Sistema de Informação de Medição de Eletricidade (SIMEL).

Segundo a CNMC, o procedimento para cobrir as perdas é implementado principalmente por meio das comercializadoras, que devem “aumentar” ex ante a energia adquirida para entrega em um ponto de rede, utilizando coeficientes de perda padrão, diferenciados por nível de tensão, período horário, calendário, entre outros. Subsequentemente, no fechamento das medições, as perdas imputadas são ajustadas para refletir as perdas reais, aplicando um coeficiente de ajuste que permite equalizar demanda e geração. Consequentemente, os coeficientes padrão são periodicamente ajustados para manter seu alinhamento com a realidade do sistema e garantir consistência entre imputação ex ante e fechamentos ex post.

Além do reconhecimento por meio de coeficientes padrão e seu ajuste, é relatada a existência de incentivos econômicos do tipo bônus/malus voltados aos operadores de rede para reduzir níveis de perdas, o que também é regulado pelo Real Decreto 1110/2007. Além disso, quando distribuidores são detectados com perdas maiores do que o razoável, a CNMC realiza uma inspeção técnica com o objetivo de garantir que as perdas estejam o mais próximas possível das perdas técnicas, estabelecendo que PNT, quando detectadas, não são permitidas. Também é afirmado que, em períodos anteriores em que os níveis de PNT eram mais altos, as empresas podiam apropriar uma porcentagem do valor da fraude detectada, como um mecanismo de incentivo específico (hoje não descrito como em vigor, mas como precedente).

Em termos de transparência e monitoramento, é indicado que utiliza o sistema nacional de medidas SIMEL, gerenciado pelo operador do sistema, que recebe medições de concentradores secundários e permite à CNMC estimar níveis de perda para três propósitos principais: (i) o cálculo dos coeficientes padrão de perda; (ii) o cálculo de incentivos para reduzir perdas; e (iii) a detecção de perdas anômalas que desencadeiam a atividade de inspeção. Nesse esquema, as informações de medição funcionam como base para a regulação econômica e para a supervisão corretiva do desempenho.

Em caso de detecção de PNT, os distribuidores estão autorizados a suspender o fornecimento até a regularização, refaturar a energia não paga e iniciar processos judiciais por fraude elétrica, além da obrigação de informar as administrações competentes e as partes afetadas sobre situações de fraude ou outras anomalias. Quanto ao equilíbrio com a proteção dos usuários vulneráveis, a CNMC destaca instrumentos explícitos: bônus social de eletricidade (desconto regulado nas contas, em 2025 entre 42,5% e 57,5% dependendo da vulnerabilidade, aplicável a consumidores abrangidos pelo PVPC e que atendem aos requisitos), bônus social térmico (auxílio anual complementar associado ao bônus de eletricidade) e restrições ao corte de fornecimento por meio de prazos de ampliação e impossibilidade de corte para pessoas extremamente vulneráveis em risco de exclusão casos sociais (com cofinanciamento de serviços sociais) e outros; Além disso, está indicada a extensão das proibições de cortes em suprimentos básicos para consumidores vulneráveis até 31 de dezembro de 2025.

Assim, as mudanças necessárias para fortalecer a redução das perdas já estariam implementadas e os agentes teriam incentivos para agir de acordo com os interesses do sistema. Em particular, a recente implementação da medição a cada quarto de hora é notável, que, juntamente com a telemetria, melhoraria o controle de PNT. Também é ob-

servado que um regulamento foi proposto ao ministério competente para melhorar o tratamento da fraude de eletricidade e proporcionar maior segurança jurídica nos procedimentos de detecção e processamento.



GUATEMALA

Na Guatemala, o nível de perdas de eletricidade reconhecido na tarifa é definido no âmbito do processo de definição do Valor Agregado de Distribuição (VAD), que é realizado a cada cinco anos, conforme estabelecido pela Lei Geral de Eletricidade e seus Regulamentos. Nesse processo, a Comissão Nacional de Energia Elétrica (CNEE) determina os custos eficientes de uma empresa modelo, incluindo um nível reconhecido de perdas que faz parte do cálculo tarifário. De acordo com as regulamentações atuais e as informações coletadas na entrevista, o reconhecimento das perdas baseia-se em critérios técnicos e econômicos associados à operação eficiente das redes, sem que o regulador reconheça automaticamente o total de perdas efetivamente incorridas pelas empresas. Perdas acima do nível reconhecido devem ser absorvidas pelo distribuidor, configurando um sinal econômico orientado para a eficiência. As informações disponíveis não nos permitem identificar uma desagregação explícita e pública entre perdas técnicas e não técnicas dentro do reconhecimento tarifário, além de sua incorporação por meio de parâmetros no projeto da empresa modelo.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório guatemalteco inclui instrumentos regulatórios e operacionais que orientam a gestão de PNT. Entre elas estão as Normas Técnicas para Serviço de Distribuição, que regulam as condições de conexão, medição, inspeção, suspensão do fornecimento e obrigações dos usuários e empresas de distribuição. As informações analisadas mostram que reduzir as perdas é uma prioridade permanente para o regula-

dor e as empresas, especialmente em áreas com alta incidência de fraudes, e que as ações estão focadas na detecção precoce, padronização de fornecimento e fortalecimento dos sistemas de medição e controle. Na regulamentação pública analisada, não são identificados objetivos regulatórios numéricos explícitos para reduzir as perdas impostas pelo CNEE, nem há esquemas formais de incentivos adicionais além do reconhecimento tarifário e do sinal econômico associado a perdas não reconhecidas.

Em termos de reporte e uso das informações, conforme estabelecido pela Lei Geral de Eletricidade e seus Regulamentos, os distribuidores devem periodicamente reportar ao CNEE informações operacionais e comerciais relevantes para os processos tarifários e de inspeção, incluindo informações associadas a balanços energéticos. Essas informações são usadas principalmente para fins regulatórios e de supervisão, em particular para a determinação de tarifas e avaliação do desempenho das empresas em relação às suposições de eficiência. Parte do contexto tarifário e regulatório é acessível ao público, embora informações detalhadas sobre perdas em nível de empresa sejam usadas principalmente em processos regulatórios internos e não sejam necessariamente divulgadas sistematicamente em relatórios comparativos públicos.

Com relação ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, o arcabouço legal guatemalteco autoriza as empresas a inspecionar instalações, suspender o fornecimento em casos de conexões ilegais ou manipulação de equipamentos de medição e cobrar por energia não registrada, de acordo com os procedimentos estabelecidos em regulamentos técnicos e contratuais. O roubo de eletricidade é tipificada na legislação nacional (Decreto 8-2023), que permite queixas criminais em casos de fraude. Além disso, em áreas de alto conflito social, as empresas tendem a coordenar suas ações com autoridades locais e forças de segurança, buscando equilibrar a eficácia do controle

com a segurança do pessoal e a continuidade do serviço. Da mesma forma, reconhece-se a importância de avançar nos processos de regularização e formalização do fornecimento em assentamentos informais, como complemento às medidas estritamente punitivas.

Assim, fortalecer a redução das PNT na Guatemala exige aprofundar a modernização dos sistemas de medição, melhorar a qualidade e a rastreabilidade das informações comerciais e fortalecer a coordenação interinstitucional para enfrentar a fraude elétrica como um fenômeno transversal, complementando essas ações com medidas focadas em áreas de maior vulnerabilidade social. A experiência coletada sugere que a combinação de sinais econômicos por meio de tarifas, poderes operacionais claros para distribuidores e estratégias de regularização constitui um eixo central para avançar na redução sustentável das PNT, mantendo a proteção ao usuário e a estabilidade do serviço.



HONDURAS

O setor elétrico hondurenho opera sob um esquema de mercado atacadista dominado pelo Estado, onde a Companhia Nacional de Energia Elétrica (ENEE) mantém um papel central na transmissão e distribuição, enquanto a geração é realizada por meio de uma combinação de ativos públicos e privados. Nos últimos anos, o país promoveu reformas voltadas para melhorar a sustentabilidade financeira do sistema, incluindo a separação funcional das atividades dentro da ENEE e o fortalecimento do papel regulatório da Comissão Reguladora de Energia Elétrica (CREE). A distribuição elétrica enfrenta desafios estruturais relevantes, com altos níveis de perdas totais, onde PNT constituem um componente significativo. No período de 2024 a 2025, as perdas totais (técnicas e não técnicas) foram registradas de cerca de 35-36%, segundo relatórios setoriais e imprensa especializada.

Conforme relatado pelo CREE, o nível de perdas de eletricidade reconhecido na tarifa é definido dentro do âmbito dos processos de revisão tarifária (Regulamentos de Serviços de Distribuição de Eletricidade), usando o balanço energético do sistema de distribuição como principal insumo. Perdas reconhecidas são estabelecidas como um parâmetro regulado que faz parte do cálculo tarifário, diferenciando perdas técnicas e não técnicas em nível metodológico, embora na prática o reconhecimento geralmente seja realizado em forma agregada. A revisão desses parâmetros é realizada regularmente, associada a processos tarifários que incluem a atualização dos custos eficientes, permitindo que o nível de perdas reconhecidas seja ajustado de acordo com a evolução observada e as políticas setoriais em vigor.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório hondurenho inclui instrumentos de controle, metas e incentivos indiretos para orientar a redução de perdas, especialmente no contexto das políticas de recuperação e sustentabilidade do subsetor elétrico. O CREE incorporou nos regulamentos indicadores de desempenho vinculados às perdas no monitoramento regulatório do distribuidor, e há compromissos explícitos do Estado para reduzi-los. No entanto, a experiência relatada indica que os incentivos econômicos diretos são atualmente limitados e que a eficácia desses instrumentos depende em grande parte da capacidade operacional e financeira da empresa distribuidora para realizar ações sustentadas de controle, investimento e regularização.

Empresas do subsetor são obrigadas a reportar periodicamente informações operacionais e comerciais ao CREE, incluindo dados sobre energia adquirida, energia faturada e níveis de perdas. Essas informações são usadas para fins de supervisão, análise corretiva e suporte aos processos tarifários. O regulador também pode exigir informações adicionais, realizar verificações técnicas ou solicitar auditorias quando identificadas inconsistências relevantes. Dados

agregados de perdas fazem parte de relatórios setoriais e documentos oficiais, contribuindo para a transparência e o monitoramento público do desempenho do sistema, embora a disponibilidade de desagregação detalhada continue sendo um desafio.

O arcabouço legal hondurenho criminaliza o roubo e a fraude de eletricidade de acordo com o Código Penal e as regulamentações setoriais aplicáveis. As empresas de distribuição têm o poder de inspecionar fornecimentos, suspender o serviço em caso de irregularidades, refaturar energia não medida e relatar os fatos às autoridades competentes. A acusação criminal de fraude elétrica envolve coordenação com o Ministério Público e outras forças de segurança, embora a experiência relatada mostre limitações práticas na aplicação eficaz e sustentada desses poderes, especialmente em áreas de alta vulnerabilidade social e territorial.

Assim, a redução sustentável das PNT em Honduras requer progresso simultâneo em várias frentes: (i) fortalecimento do mecanismo de cálculo e reconhecimento das perdas, melhoria da desagregação e rastreabilidade entre perdas técnicas e não técnicas; (ii) fortalecer os sistemas de medição, informação e controle comercial; (iii) fornecer ao arcabouço regulatório sinais econômicos mais claros que alinhem a gestão do distribuidor com objetivos explícitos de redução de perdas; e (iv) aprofundar a coordenação interinstitucional para combater a fraude de eletricidade em conjunto com políticas sociais e territoriais. A experiência hondurenha mostra que, em contextos de perdas estruturalmente altas, os instrumentos regulatórios devem ser complementados com capacidades operacionais, investimento sustentado e abordagens de inclusão que permitam transformar reduções transitórias em melhorias duradouras no desempenho do sistema.



MÉXICO

O México opera um sistema elétrico com predominância do Estado e com o serviço público de transmissão e distribuição sob condução estatal. Nesse contexto, a distribuição e o fornecimento básico são fornecidos principalmente pela Comissão Federal de Eletricidade (CFE), enquanto o mercado atacadista é coordenado pela CENACE e mantém a participação privada na geração dentro dos limites e condições definidos pelas regulamentações vigentes.

O reconhecimento tarifário de perdas (incluindo perdas técnicas e não técnicas) faz parte do esquema de Tarifas Reguladas e das metodologias a serem emitidas pela autoridade reguladora. Em particular, a Lei do Setor Elétrico (DOF 18-03-2025) estabelece que a CNE deve emitir, por meio de disposições administrativas gerais, as metodologias para determinar o cálculo e ajuste das Tarifas Reguladas de Transmissão e Distribuição (entre outros componentes). A Lei também especifica que as Tarifas Reguladas para transmissão e distribuição devem permitir a recuperação eficiente de custos e um retorno razoável, incluindo perdas técnicas e não técnicas, de acordo com o padrão determinado pela CNE. Além disso, a Lei prevê que a CNE deve aplicar essas metodologias para o cálculo e ajuste das Tarifas Reguladas (e das tarifas finais do fornecimento básico), e que deve publicar os relatórios de cálculo utilizados, reforçando o princípio da rastreabilidade regulatória.

Quanto à periodicidade da revisão/atualização, nem a Lei nem os Regulamentos estabelecem nestes artigos um ciclo rígido (por exemplo, anual ou quinquenal). Em vez disso, o arcabouço regulatório refere a definição operacional às metodologias e disposições administrativas emitidas pelo CNE (ou seja, a periodicidade é endógena ao desenho metodológico de “cálculo e ajuste”). O Regulamento da Lei do Setor Elétrico (DOF

03-10-2025) reforça essa abordagem ao afirmar que as tarifas de eletricidade devem considerar o reconhecimento dos custos e que a CNE, em coordenação com a Secretaria, deve estabelecer as metodologias para a determinação das tarifas e as diretrizes regulatórias contábeis; e também exige a publicação de informações relevantes sobre o processo, incluindo relatórios de cálculo.

Além do componente tarifário, o México utiliza instrumentos setoriais de política e gestão que impactam as perdas: planos setoriais e programas de modernização de rede (incluindo medição, transformadores de instrumentos, telemetria/monitoramento e substituição de conexão), juntamente com monitoramento público dos indicadores agregados. Na prática, a ênfase recente tem sido em ações operacionais e tecnológicas (por exemplo, modernização da medição e infraestrutura) para reduzir tanto perdas técnicas quanto não técnicas.

Quanto à divulgação e à transparência, as informações sobre perdas são publicadas em forma agregada em documentos oficiais de planejamento/monitoramento setorial e também por meio de relatórios institucionais/empresariais. Em particular, a SENER divulgou resultados nacionais recentes de perdas e sua evolução, o que permite usos comparativos e monitoramento público.

Em relação aos poderes em caso de PNT, o arcabouço penal federal classifica o uso ou a exploração de energia elétrica sem direito como conduta equivalente ao roubo (Código Penal Federal, art. 368, seção II), permitindo a acusação criminal quando apropriado. Operacionalmente, o distribuidor pode realizar ações de inspeção, detecção e regularização, e coordenar com as autoridades competentes em casos que escalem para a esfera criminal, tentando conciliar o controle de atos ilícitos com a continuidade do serviço e atenção aos usuários vulneráveis (em um sistema com alta proporção de usuários residenciais).

Por fim, do ponto de vista regulatório e institucional de fortalecimento, os desafios estão associados a: (i) aprofundar a modernização das redes e da medição para sustentar a redução das perdas, (ii) melhorar a coordenação interinstitucional para combater efetivamente o roubo/fraude, e (iii) manter sinais econômicos e de gestão que permitam a consolidação das trajetórias de redução, especialmente em territórios com maior incidência de PNT.



No Panamá, o reconhecimento do nível de perdas de eletricidade nas tarifas faz parte do Regime Tarifário do Serviço Público de Distribuição e Comercialização, regulado no Título IV do Regulamento de Distribuição e Comercialização (RDC) e na Metodologia para Cálculo da Renda Máxima Permitida (IMP). Dentro desse quadro, o regulador estima perdas eficientes por meio de equações de eficiência, aplicadas a dados históricos e características de cada rede de distribuição – como energia injetada, número de clientes e demanda máxima – utilizando regressões ou outros métodos estatísticos cujos parâmetros são definidos pela resolução do ASEP em cada período tarifário. O valor resultante é incorporado diretamente à estrutura do IMP e, portanto, à fórmula tarifária.

Além disso, o esquema regulatório panameño contempla um reconhecimento adicional das PNT consideradas inadmissíveis pelo distribuidor, especialmente aquelas associadas a zonas vermelhas ou invasões. Por exemplo, no período tarifário de julho de 2022 a junho de 2026, a metodologia incluiu um reconhecimento adicional para PNT estimadas nesses territórios, que é expresso como uma porcentagem absoluta que é adicionada às perdas eficientes e se traduz em uma renda adicional dentro do IMP, acompanhada pela expectativa regulatória de que a empresa executará planos de redução de

perdas. O período tarifário no Panamá dura quatro anos, durante os quais os parâmetros reconhecidos permanecem em vigor.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório panamenho inclui instrumentos adicionais que orientam a gestão das perdas. Essas incluem metas regulatórias implícitas derivadas do parâmetro de perda definido pela ASEP em cada revisão tarifária, a possibilidade de exigir planos de investimento específicos voltados para reduzir as perdas (setorização, medição avançada, regularização dos clientes, entre outros) e o não reconhecimento de perdas excessivas em tarifas, que atua como um incentivo econômico natural para melhorar o desempenho.

Em termos de transparência e relatórios, os distribuidores são obrigados a reportar mensalmente informações à ASEP sobre energia adquirida, vendida, consumo próprio e perdas, além de apresentar relatórios técnicos e justificar variações significativas em seus indicadores quando exigido pelo regulador. Essas informações são usadas para fins comparativos, corretivos e sancionadores, permitindo a avaliação do desempenho relativo entre empresas, identificando áreas críticas, apoiando processos tarifários e alimentando casos de consulta pública. Uma parte relevante desse contexto é de acesso público e está disponível nos indicadores mensais e nos documentos associados aos processos tarifários publicados pela ASEP.

Quanto ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, em caso de detecção de PNT – como roubo, manipulação de medidores ou conexões ilegais – as empresas podem suspender o serviço, regularizar o fornecimento por meio da instalação de medidores ou conexões formais quando o usuário comprovar direitos sobre a propriedade, coletar a energia não faturada e relatar os fatos. já que o roubo de energia é classificado como crime. Em áreas autorizadas pela ASEP, a implementação de medidores pré-pagos também é permitida, de acordo com

as regulamentações vigentes. Essas ações podem ser coordenadas com a Polícia Nacional e o Ministério Público, especialmente em operações em massa ou processos judiciais.

Reconhece-se a necessidade de equilibrar controle com sensibilidade social, promovendo a regularização dos acordos pelas instituições competentes, o uso de tarifas pré-pagas para clientes qualificados, campanhas de educação energética e a instalação de medidores inteligentes e equipamentos protegidos para reduzir furtos e fraudes. Do ponto de vista do regulador, fortalecer a redução de perdas envolve a definição de metas explícitas e crescentes, maior implantação de redes inteligentes, monitoramento vinculativo de investimentos e programas de controle de furtos, e coordenação interinstitucional estruturada, incluindo segurança, justiça, desenvolvimento social e habitação, especialmente voltada para a regularização de zonas vermelhas e assentamentos. identificado como uma das principais fontes de PNT.



PARAGUAI

O setor elétrico paraguaio é caracterizado por uma estrutura estatal verticalmente integrada, na qual a Administração Nacional de Eletricidade (ANDE) exerce exclusivamente as funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade. Não há mercado competitivo de eletricidade ou separação funcional entre as atividades, e o planejamento, operação e definição das tarifas respondem às diretrizes centralizadas do Estado. Nesse contexto, a ANDE atua simultaneamente como operadora do sistema e fornecedora do serviço público de eletricidade, sob a supervisão do Vice-Ministério de Minas e Energia (VMME).

De acordo com as informações reportadas, no Paraguai não há reconhecimento explícito e diferenciado das perdas de eletricidade

na tarifa, nem um mecanismo formal que defina níveis reconhecidos de perdas técnicas ou não técnicas. As tarifas de eletricidade são definidas em nível nacional por meio de resoluções administrativas, considerando critérios gerais de custos do sistema, mas sem incorporar metodologias específicas de empresas modelo, benchmarking ou metas regulatórias associadas a perdas. Consequentemente, as perdas, incluindo as não técnicas, são absorvidas como parte do resultado econômico geral da ANDE, sem sinais diretos de tarifas que incentivem sua redução. A revisão tarifária não responde a uma periodicidade fixa nem está vinculada a avaliações sistemáticas de desempenho em termos de perdas.

A gestão das perdas de eletricidade no Paraguai é abordada principalmente a partir de uma lógica operacional e administrativa, em vez de regulatória. Como relatado, não existem metas regulatórias formais nem planos de redução de perdas com consequências econômicas explícitas. As ações para lidar com PNT são implementadas como parte dos programas internos da ANDE, com o objetivo de detectar irregularidades, padronizar suprimentos e melhorar os processos comerciais. Essas iniciativas dependem fundamentalmente da disponibilidade orçamentária e das prioridades definidas pela empresa estatal, sem serem integradas a um esquema de incentivos ou penalidades regulatórias.

A ANDE realiza balanços energéticos internos que permitem estimar as perdas totais do sistema, incluindo aquelas associadas à distribuição. No entanto, como não existe nenhum regulador constituído, não há obrigação formal de relatar periodicamente perdas para fins de sanção ou comparação, nem um sistema específico de auditoria externa para validar esses indicadores. As informações de perdas são usadas principal-

mente para fins internos de diagnóstico e planejamento operacional, e sua publicação é limitada e agregada. Nesse sentido, o uso regulatório das informações sobre perdas é limitado e não é usado como um insumo sistemático para a definição de tarifas ou para a avaliação do desempenho institucional.

O arcabouço legal paraguaio classifica o roubo de eletricidade como uma infração punível, concedendo à ANDE poderes para detectar conexões ilegais, suspender o fornecimento e aplicar sanções administrativas. Além disso, casos de fraude podem ser encaminhados ao sistema judiciário de acordo com a legislação penal em vigor. No entanto, é indicado que a coordenação interinstitucional com outras entidades estatais (promotoria, polícia, municípios) é limitada e é ativada principalmente de forma reativa em situações específicas, em vez de por protocolos permanentes de ação conjunta. Isso condiciona a eficácia do combate da fraude elétrica, especialmente em contextos de informalidade persistente.

Dessa forma, fortalecer a redução das PNT no Paraguai exige avançar para uma abordagem mais estruturada, que transcenda a gestão operacional interna da empresa estatal. Entre os desafios identificados estão a necessidade de melhorar os mecanismos de controle e monitoramento das perdas, fortalecer a coordenação interinstitucional para o combate de fraudes e avançar em campanhas de conscientização e prevenção voltadas para a população. A experiência paraguaia mostra que, na ausência de sinais econômicos explícitos, incentivos regulatórios ou esquemas de responsabilidade associados às perdas, a redução sustentada das PNT depende em grande parte de decisões administrativas e da capacidade operacional da empresa, o que limita a estabilidade e previsibilidade dos resultados ao longo do tempo.

No Peru, o nível das perdas de eletricidade reconhecidas nas tarifas é definido dentro do âmbito do cálculo do Valor Agregado de Distribuição (VAD), de acordo com as disposições do Artigo 143 do Regulamento da Lei de Concessões de Eletricidade (RLCE). Essa estrutura reconhece perdas físicas (técnicas) padrão e perdas de negociação (não técnicas). Perdas técnicas eficientes são determinadas com base na otimização das instalações elétricas de uma empresa modelo eficiente, considerando redes tecnicamente e economicamente adaptadas à demanda atendida pela empresa real e conformidade com padrões técnicos de qualidade (incluindo tolerância máxima à queda de tensão). Quanto às PNT, o RLCE estabelece que elas não podem exceder 50% das perdas físicas; Seu nível é definido para cada empresa com base nos estudos apresentados pelos concessionários e nos níveis históricos usados em regulamentações anteriores. As perdas padrão são determinadas e atualizadas a cada período regulatório, com periodicidade de quatro anos.

Além do reconhecimento tarifário, o esquema regulatório peruano busca gerar incentivos econômicos para reduzir custos, incluindo custos associados a perdas. Na prática, uma porcentagem das perdas eficientes é reconhecida na tarifa, de modo que, se o distribuidor registrar perdas menores que as reconhecidas, ele obtém receita adicional, operando esse projeto como um incentivo explícito à eficiência. Além disso, em certos casos, projetos voltados para inovação tecnológica e/ou eficiência energética com foco na redução de perdas são reconhecidos na tarifa. Ao mesmo tempo, o roubo de energia pode ser sancionado como crime pelo Código Penal, constituindo um respaldo legal da gestão de perdas por empresas concessionárias.

Em termos de transparência e relatórios, as empresas de distribuição reportam mensalmente seus níveis de perdas ao regulador. Essas informações são usadas principalmente para validação de processos regulatórios e para comparação entre empresas. Os dados são acessíveis publicamente e atualizados trimestralmente; os níveis de perdas das principais empresas são publicados, entre outros meios, no boletim trimestral “El Informativo”, onde são apresentados de forma sistemática e comparável.

Quanto ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, a Lei de Concessões de Eletricidade (LCE) autoriza os concessionários a cortar imediatamente o serviço, sem aviso prévio ou intervenção das autoridades, quando energia é consumida sem autorização ou as condições de fornecimento forem violadas. Em casos de uso ilícito, além da arrecadação de custos de corte e consumo de energia, as pessoas envolvidas podem ser denunciadas aos tribunais criminais. Quanto à coordenação institucional, antes de realizar uma intervenção, o concessionário deve notificar o usuário de acordo com a Norma DGE “Reembolsos e Recuperações de Energia Elétrica”; Se a notificação for difícil, é realizada uma verificação policial ou notarial. A Osinergmin, por sua vez, possui um procedimento específico para monitorar os processos de reembolso e recuperação realizados pelos distribuidores, verificando sua aplicação correta.

Por fim, fortalecer a redução das perdas exige promover investimentos direcionados nessa área. Em particular, a Osinergmin promoveu especificações técnicas e padrões tecnológicos para Sistemas de Medição Inteligente (SMI), propostos para aprovação pelo Ministério da Energia e Minas, reconhecendo a medição avançada como um instrumento chave para reduzir perdas por meio de balanços energéticos mais precisos e oportunos.



O setor elétrico português opera sob um modelo de mercado liberalizado, com separação funcional e legal entre geração, transmissão, distribuição e comercialização. A rede de distribuição é operada por concessionárias reguladas, enquanto a comercialização é realizada sob um regime competitivo. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é responsável pela regulação econômica, definição tarifária e supervisão do desempenho dos operadores de rede, em coordenação com o operador do sistema e outras autoridades setoriais.

De acordo com as informações reportadas pela ERSE, as perdas de eletricidade são reconhecidas nas tarifas por meio de coeficientes de perda padrão, diferenciados pelo nível de tensão e aplicados ex ante ao cálculo da energia fornecida. Esses coeficientes refletem as perdas eficientes esperadas do sistema e são diretamente integrados à estrutura tarifária. O nível de perdas reconhecidas é revisado periodicamente dentro do âmbito dos processos regulatórios, ajustando-se conforme a evolução do sistema e as informações empíricas disponíveis. Esse esquema permite que as perdas sejam internalizadas no cálculo dos custos regulados, evitando sua transferência discricionária para os consumidores.

Além do reconhecimento tarifário, o arcabouço regulatório português contempla mecanismos de incentivo econômico voltados para reduzir as perdas. Em particular, são aplicados esquemas de incentivo de bônus/malus, pelos quais o operador da rede pode se beneficiar economicamente se atingir níveis de perda abaixo dos valores de referência estabelecidos pelo regulador, ou ser penalizado se seu desempenho for pior do que o esperado. Essa abordagem busca alinhar os incentivos do operador com o interesse geral do sistema, promovendo uma gestão ativa e eficiente das perdas, incluindo PNT.

As empresas de rede são obrigadas a reportar informações detalhadas sobre energia fornecida, energia medida e perdas ao regulador e ao operador do sistema. Esses dados alimentam os sistemas nacionais de medição e liquidação, e são utilizados pela ERSE para fins de supervisão, cálculo tarifário e implementação de mecanismos de incentivo. As informações de perdas são continuamente monitoradas e publicadas de forma agregada, permitindo análise comparativa e transparência regulatória. Da mesma forma, o ERSE tem o poder de realizar auditorias técnicas e exigir informações adicionais quando desvios relevantes são detectados.

No caso de PNT associadas a fraude ou manipulação de equipamentos de medição, as empresas distribuidoras têm o poder de suspender o fornecimento, regularizar instalações e refaturar energia não medida conforme as regulamentações vigentes. Esses procedimentos são claramente definidos e contam com suporte jurídico. Quando apropriado, os casos podem ser encaminhados a órgãos judiciais. A coordenação institucional ocorre principalmente entre as empresas da rede, o regulador e as autoridades competentes em questões de supervisão e justiça, dentro de um quadro processual padronizado.

Por fim, reconhece-se que o atual arcabouço regulatório fornece sinais econômicos adequados e ferramentas suficientes para promover a redução de perdas elétricas, incluindo PNT. A ênfase é colocada na calibração correta dos coeficientes de perdas e incentivos econômicos, bem como na qualidade dos sistemas de medição e relatório. Nesse contexto, a necessidade de mudanças estruturais adicionais não é identificada, considerando que os instrumentos atuais possibilitam alinhar efetivamente a gestão empresarial com os objetivos de eficiência do sistema e proteção ao consumidor.



Na República Dominicana, o nível de perdas de eletricidade reconhecidas na tarifa é determinado dentro do âmbito do processo de Tarifa Técnica para usuários regulados, de acordo com a metodologia estabelecida pela Superintendência de Eletricidade (SIE). O estudo tarifário é construído a partir de um ano-base, correspondente ao último ano civil fechado, e considera uma análise retrospectiva das variáveis operacionais, onde o balanço energético e energético do ano-base constitui o principal insumo para a estimativa das perdas. A metodologia prevê uma revisão tarifária e ciclos periódicos de estudo, nos quais os parâmetros reconhecidos na tarifa são atualizados.

Além do reconhecimento tarifário, a gestão de perdas é guiada por instrumentos regulatórios e de controle complementares. Esses incluem metas e indicadores de desempenho, integrados aos planos operacionais e compromissos de redução com monitoramento pelo regulador, como o Plano Abrangente de Redução de Perdas 2022–2028. Da mesma forma, o SIE exerce poderes de inspeção e ação administrativa, podendo solicitar informações, realizar inspeções e exigir ações corretivas de acordo com a Lei Geral de Eletricidade nº 125-01 e seus Regulamentos de Implementação. Além disso, existe uma metodologia específica para a medição dos indicadores do Pacto Nacional de Eletricidade, dentro da qual é definida a forma de calcular o indicador de perda.

Em termos de transparência e relatórios, as empresas de distribuição são obrigadas a reportar periodicamente ao histórico operacional e comercial do SIE, o que permite determinar e monitorar os níveis de perdas totais. Essas informações são usadas para fins regulatórios e de supervisão, principalmente para monitoramento corretivo, validação da coerência entre o desempenho real e as suposições reconhecidas na tarifi-

fa, e suporte a processos administrativos e regulatórios, incluindo avaliações tarifárias e, quando apropriado, ações de sanção. O SIE também pode exigir verificações técnicas ou comerciais ou auditorias específicas em caso de inconsistências relevantes. Indicadores de perdas e outras informações setoriais de fundo são publicados de forma agregada e periódica tanto pelo SIE quanto pelo Ministério de Energia e Minas.

Quanto ao papel dos distribuidores e poderes coercitivos, o arcabouço jurídico dominicano classifica a detecção e o processo de PNT como uma ação criminal de natureza pública, qualificando-as como Fraude Elétrica ou Tentativa de Fraude Elétrica, de acordo com a Lei Geral de Eletricidade nº 125-01 e o Código de Processo Penal. As autoridades competentes para a elaboração da Ata de Fraude Elétrica são o Escritório do Vice-Procurador-Geral para o Sistema de Eletricidade (PGASE) e o SIE, atuando conjuntamente a pedido das empresas distribuidoras ou da parte interessada. Em 2024, o SIE aprovou um Regulamento sobre verificação de fornecimento e conexões, que delimita as competências das autoridades intervenientes, atribuindo ao PGASE o papel principal de processo criminal e ao SIE o acompanhamento técnico do processo. Nesse contexto, as empresas distribuidoras têm a obrigação de cooperar com as solicitações de informações formuladas pela PGASE no âmbito das investigações judiciais.

Assim, fortalecer a redução das PNT na República Dominicana requer progresso simultâneo no fortalecimento do mecanismo de cálculo e monitoramento das perdas (com ênfase na desagregação entre perdas técnicas e não técnicas, na homogeneização dos critérios entre empresas e na geração de estimativas verificáveis e comparáveis ao longo do tempo). bem como na melhoria da qualidade, consistência e rastreabilidade dos dados de medição, faturamento e coleta, incorporando validações cruzadas e auditorias seletivas baseadas no balanço energético como um eixo metodológico. Além

disso, há a necessidade de fornecer ao arcabouço regulatório sinais mais claros, por meio da incorporação de incentivos e, eventualmente, mecanismos eficazes de sanção que alinhem a gestão empresarial com os objetivos de redução de perdas, superando uma abordagem focada principalmente em compromissos programáticos e monitoramento administrativo. Também destaca a importância de aprofundar a cooperação interinstitucional, em particular entre a Superintendência de Eletricidade (SIE), a Vice-Procuradoria-Geral do Sistema de Eletricidade (PGASE) e as empresas distribuidoras, por meio de protocolos claros para a troca de informações que facilitem a detecção, investigação e combate de fraudes elétricas, considerando que a experiência dominicana mostra que, na ausência de sinais econômicos e coercitivos suficientemente estruturados, a gestão das PNT tende a depender em grande parte da vontade institucional e das capacidades de gestão dos atores, o que limita a sustentabilidade do progresso alcançado.



O Uruguai possui um sistema elétrico onde a distribuição e comercialização estão fortemente concentradas na UTE (empresa pública), enquanto a operação do mercado atacadista é articulada por meio da institucionalidade setorial definida pela reforma da eletricidade (incluindo a Administração do Mercado de Eletricidade, ADME) e pela supervisão regulatória da URSEA em matérias de sua competência.

A lei que estrutura a URSEA especifica como objetivo regulatório a “aplicação de tarifas que levem em consideração a evolução dos custos e outros critérios técnicos” (sem prejuízo das diretrizes de política tarifária do Poder Executivo). Para fins de controle e consistência técnica, o arcabouço também contempla o uso de normas e procedimentos técnicos associados à medição e fatura-

mento, que são particularmente relevantes para o gerenciamento de PNT (por exemplo, regras de medição, controle de medidores e reconexão). Na prática, o reconhecimento dos custos tarifários (incluindo componentes associados à compra/fornecimento de energia, operação e gestão da rede e dos clientes) é revisado nos processos de ajuste tarifário definidos pela autoridade. Da mesma forma, a arquitetura de controle da URSEA inclui poderes para solicitar informações aos operadores para cumprir seus deveres e sancionar a inadimplência com os requisitos de informação ou dificultar seu trabalho de controle.

Além do tratamento tarifário, o arcabouço institucional permite sanções administrativas para inadimplência associada à prestação de serviço, segurança/qualidade e, crucialmente para a PNT, violações de normas e procedimentos técnicos para medição e faturamento, controle e uso de medidores e reconexão. Além disso, destaca-se a experiência em regularização/inclusão implementada pela UTE, como programas voluntários de regularização (sem penalidade se o cliente mantiver a regularidade por um período) e facilidades de pagamento (por exemplo, financiamento em parcelas).

Na luta contra as PNT, instrumentos típicos incluem inspeção das instalações, regularização dos fornecimentos, ações sobre medição/faturamento e, quando apropriado, procedimentos de suspensão/reconexão de acordo com regulamentos técnicos e proteções ao usuário. A lei URSEA reconhece expressamente o escopo da medição, faturamento e reconexão como uma questão regulável/controlável, que constitui o suporte regulatório para práticas que consistem no controle das PNT.

Para avançar na redução das PNT, o caso uruguaio sugere fortalecer (i) o uso sistemático de ferramentas de medição/telemetria e análises para detecção precoce, (ii) mecanismos de regularização com foco social e territorial (evitando cair apenas em san-

ções), e (iii) rastreabilidade pública mínima dos indicadores que permita monitoramento comparativo (sem comprometer dados sensíveis), confiando nos poderes de exigência de informação e controle técnico já contemplados no quadro institucional.

Como síntese desta revisão internacional, a Tabela 3 apresenta o resumo do contexto regulatório relacionado as PNT em cada um dos países em estudo.



A gestão das PNT nos sistemas de distribuição de eletricidade é condicionada por cada país



A coleta de informações mostrou que os distribuidores possuem um arsenal heterogêneo de ferramentas para lidar com o consumo não registrado, que variam significativamente em termos de custo, complexidade tecnológica e abordagem. No entanto, essas ferramentas não operam isoladamente; Na prática, sua eficácia depende de como são articulados dentro de uma estratégia abrangente.

Para sistematizar a experiência comparativa e facilitar a navegação do leitor, o estudo desenvolveu uma taxonomia que organiza essas medidas em três eixos de intervenção. Essa classificação não é arbitrária, mas responde à lógica sequencial necessária para gerenciar uma perda: primeiro é necessária visibilidade, depois capacidade de controle e, finalmente, mecanismos de sustentabilidade.

A Fig. 2 ilustra contextualmente esse arcabouço de análise, onde cada eixo agrupa medidas que compartilham um objetivo operacional comum e uma natureza funcional distinta:

- **Eixo 1:** Inteligência e Detecção (Visibilidade). Ele agrupa aquelas medidas cujo principal atributo é o processamento de informações para identificar e localizar anomalias. Sua função não é impedir fraudes em si, mas direcionar eficientemente os recursos operacionais para onde ela ocorre. Isso inclui desde balanços energéticos até analítica avançada de dados.
- **Eixo 2:** Controle e Desincentivo (Contenção). Ele reúne medidas físicas e coercitivas para desencorajar alterações na rede. Sua característica distintiva é que buscam aumentar o custo e a dificuldade de cometer fraude, seja por meio de barreiras tecnológicas (blindagem, medição inteligente) ou por meio de inspeções em campo (inspeções e gestão do fator humano).
- **Eixo 3:** Regularização e Sustentabilidade (Integração). Inclui iniciativas voltadas para transformar o usuário irregular em um cliente formal. Ao contrário das anteriores, essas medidas abordam as barreiras econômicas e sociais ao acesso, buscando soluções comerciais e comunitárias que tornem viável o pagamento pelo serviço ao longo do tempo.



A coleta de informações revelou que os distribuidores possuem um arsenal heterogêneo de ferramentas

Os capítulos seguintes detalham cada um desses eixos, analisando em detalhes as ferramentas específicas que os compõem,

seus requisitos de implementação e as evidências de sua aplicação nas empresas consultadas.



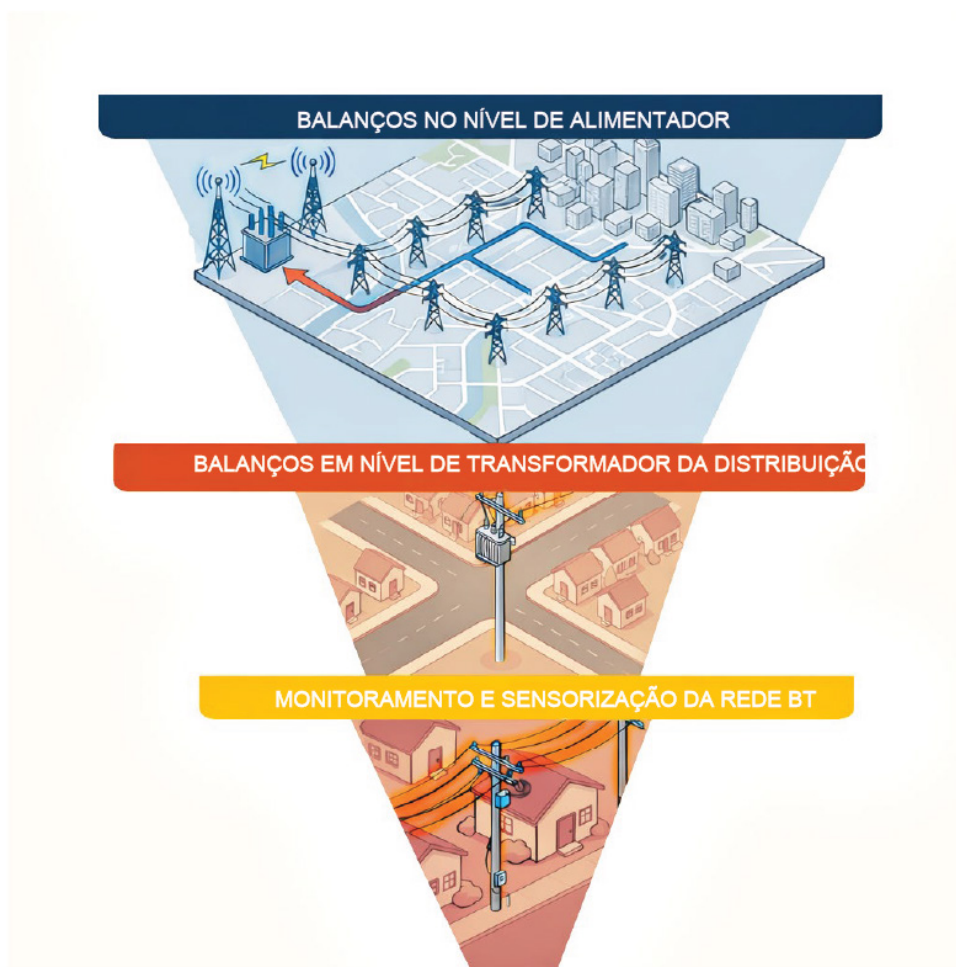
Fig. 2. Taxonomia das medidas de gestão de PNT de acordo com seus eixos de intervenção: detecção, controle e inclusão social.



EIXO 1: DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE PERDAS

PNT são caracterizadas por sua heterogeneidade, variabilidade espacial e dinâmica ao longo do tempo. Ao contrário das perdas técnicas, eles não são distribuídos uniformemente pela rede nem respondem a padrões de carga estáveis. Nesse contexto, a detecção e localização de perdas são o primeiro elo em qualquer estratégia de negócios para reduzir PNT. Sem informações precisas sobre onde, como e em que medida ocorrem as perdas, ações subsequentes de inspeção, sanção, investimento ou regularização tendem a ser ineficientes. Assim, o objetivo é reduzir a incerteza sobre a origem e a magnitude das perdas, permitindo que os recursos sejam focados onde o impacto for maior.

As estratégias de detecção evoluíram significativamente nas últimas décadas. Tradicionalmente, eles dependiam de inspeções e reclamações aleatórias, com altos custos operacionais e níveis limitados de eficácia. Progressivamente, essas abordagens foram complementadas por ferramentas analíticas e tecnológicas que nos permitem passar da detecção reativa para a detecção preditiva e focada. Essa evolução tornou possível concentrar os esforços de inspeção em áreas com maior probabilidade de PNT, reduzindo a necessidade de operações massivas e aumentando a eficácia das intervenções de campo.



Em termos operacionais, as medidas de detecção e localização podem ser entendidas como um processo de estreitamento progressivo da área de busca, que avança dos níveis agregados do sistema para níveis cada vez mais específicos. Esse processo geralmente começa na subestação e nos alimentadores, continua no nível dos transformadores e circuitos de baixa tensão, e culmina na identificação de clien-

tes ou conexões específicas, apoiados por informações de medição, balanços de energia e, em estágios mais avançados, telemetria do usuário final. Essa lógica de resolução crescente gradualmente possibilita reduzir sistematicamente o raio de inspeção, melhorar a eficiência das ações de campo e lançar as bases para intervenções subsequentes mais precisas e eficazes.

6.1. ANÁLISE E SEGMENTAÇÃO DE PERDAS EM NÍVEL DE REDE

Os balanços energéticos são uma das ferramentas centrais para detectar e localizar PNT. Aplicados a diferentes níveis da rede, eles permitem o avanço de análises agregadas para áreas territoriais cada vez mais limitadas. Nesse contexto, os balanços no nível do alimentador e no nível do transformador de distribuição representam dois passos sucessivos dentro da mesma lógica de segmentação, diferenciando-se principalmente pela resolução espacial e pelo grau de foco que permitem.

6.1.1. Balanços no nível de alimentador

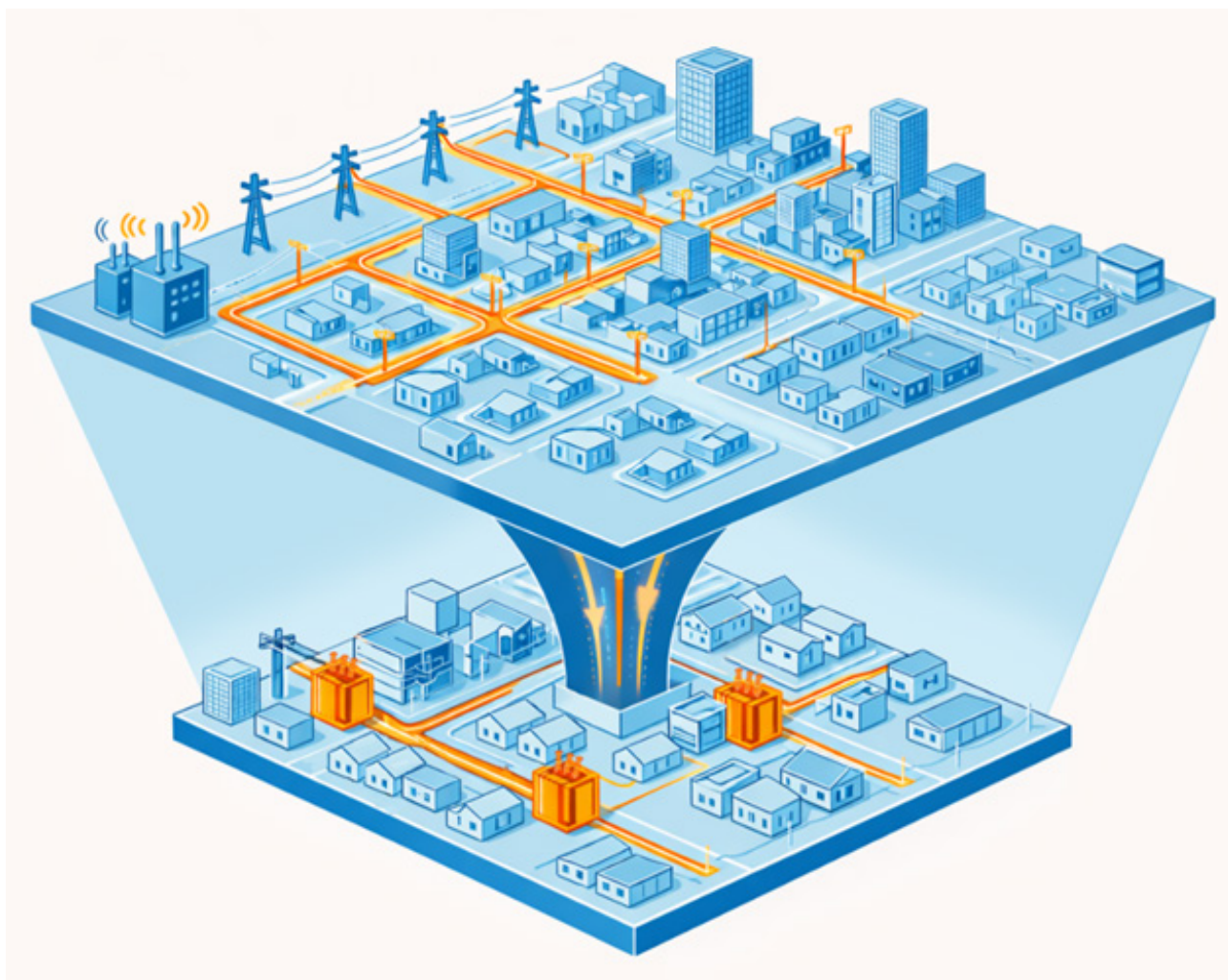
Os balanços energéticos em subestações e alimentadores são suportados por sistemas de medição e telemetria instalados na saída das subestações, tipicamente na cabeça dos alimentadores de média tensão. Esses dispositivos medem variáveis elétricas como corrente, tensão e energia, permitindo quantificar os fluxos que entram em cada circuito e compará-los com a energia registrada a jusante, geralmente a partir de informações agregadas de faturamento, sem identificar ainda usuários ou conexões individuais. Essa medição de fronteira constitui o ponto de partida para a análise de PNT dentro de uma lógica de segmentação progressiva da rede, pois fornece uma primeira estimativa do nível das perdas e permite uma delimitação inicial da área de análise. Na prática, essa primeira segmentação desempenha um papel fundamental na orientação das análises subsequentes, ao possibilitar identificar quais alimentadores

justificam a descida para níveis de resolução mais altos, como realizar balanços energéticos no nível do transformador, além de focar campanhas de inspeção em setores amplos da rede, otimizando o uso de recursos técnicos e de investimento.

Embora o conceito geral de balanço energético no nível do alimentador seja relativamente homogêneo, as entrevistas mostram algumas nuances relevantes em sua implementação prática entre distribuidores. Em sua forma mais tradicional, empresas como SECHEEP ou Electro Dunas dependem de medições físicas na cabeça dos alimentadores, usando esses circuitos como unidades agregadas de análise para obter um primeiro sinal sobre o nível das perdas. Outros distribuidores, como CVC Energía ou Centrosur, avançaram ao incorporar maior profundidade analítica, seja por meio de medições adicionais em pontos intermediários da rede ou por meio de uma diferenciação explícita entre balanços macro, associados ao alimentador primário, e balanços.

6.1.2. Balanços em nível de transformador de distribuição

Os balanços energéticos em transformadores de distribuição constituem um próximo nível de resolução dentro do processo de segmentação de PNT, comparando a energia entregue por um transformador com a soma da energia faturada aos clientes conectados a ele. Isso permite que a análise seja limitada a um escopo territorial menor



do que o possibilitado pelo saldo no nível do alimentador, embora implique maiores exigências de investimento, instalação e manutenção de equipamentos de medição. Na prática, embora o balanceamento em nível de transformador ainda não identifique o cliente individual com PNT, ele reduz significativamente o universo de análise e possibilita ações operacionais mais precisas, como priorizar equipes em setores específicos, acionar inspeções focadas, direcionar análise avançada para um conjunto limitado de clientes e planejar intervenções técnicas ou comerciais em torno de um ativo de rede Comum.

No nível do transformador de distribuição, as nuances entre os distribuidores são mais pronunciadas, tanto em termos tecnológicos quanto operacionais. Empresas como EPM, Electro Dunas e DELSUR optaram pela abordagem tradicional, que consiste

na instalação de medidores fixos de totalização com telemetria para construir balanços sistemáticos e alimentar esquemas de priorização e inteligência em casos de fraude; outras desenvolveram usos específicos dos dados. O EPEC, por outro lado, utiliza telemetria em subestações transformadoras principalmente como suporte técnico e probatório para demonstrar a existência de perdas reais e possibilitar a coleta de energia não faturada. Embora esse nível de medição ofereça resolução significativamente maior e permita um direcionamento mais preciso dos recursos operacionais, ele também envolve a implantação intensiva de dispositivos distribuídos no campo, o que não só leva a maiores custos de investimento e operação, mas também maior exposição a vandalismo, incluindo furto de equipamentos, condutores e danos intencionais a dispositivos instalados em vias públicas. Diante dessas limitações, alguns distribuidores

exploraram esquemas intermediários, como o CENS, que utiliza equipamentos portáteis de medição instalados temporariamente para construir balanços por setor e depois rotacionar a medição para outros pontos da rede, reduzindo o investimento permanente e a exposição a vandalismo. Nesse mesmo contexto, a UTE desenvolveu microbalanços virtuais baseados em modelos elétricos, perfis de tensão e impedâncias, que permitem estimar perdas e orientar inspeções sem exigir a instalação massiva de equipamentos na rua.

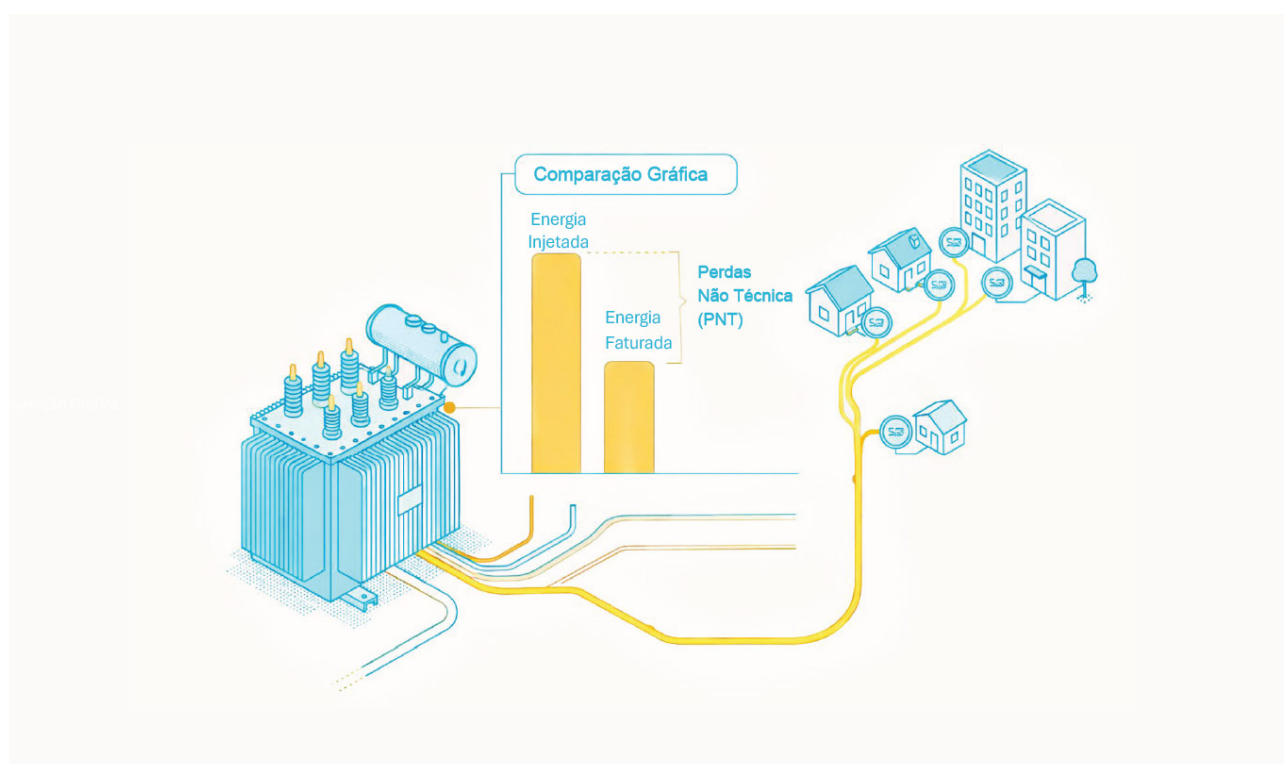
Um desafio emergente que começa a afetar a confiabilidade dos equilíbrios em nível de transformador é a expansão da autogeração em pequena escala e outras formas de geração distribuída. Quando um cliente injeta energia na rede, medidores macro convencionais – projetados para registrar o fluxo unidirecional – distorcem o equilíbrio do transformador, gerando sinais falsos ou atrasados sobre PNT e dificultando a priorização correta das intervenções. Esse fenômeno impõe custos imprevistos aos distribuidores: a substituição antecipada de equipamentos que ainda não atingiram sua vida útil e visitas adicionais de inspeção que

não são reconhecidas ou remuneradas pelo regulador.

A Colômbia ilustra claramente essa tensão. Desde a viabilidade da autogeração em pequena escala através da Resolução CREG 030 de 2018, o crescimento sustentado desses esquemas começou a corroer a qualidade dos balanços energéticos nesses transformadores onde a macromedição existente não é bidirecional ou horária. O distribuidor EDEQ identificou esse problema como fonte de ineficiências operacionais e de informação, destacando a necessidade de que o arcabouço regulatório reconheça explicitamente os custos associados à adaptação da infraestrutura de medição diante da crescente penetração da geração distribuída.

6.1.3. Monitoramento e sensorização da rede de baixa tensão

O monitoramento com sensores de baixa tensão é o último nível de observação da rede antes de avançar para a análise individualizada do cliente. Essa medida consiste na incorporação de dispositivos de medição ou sensorização instalados a jusante do transformador de distribuição, com o obje-



tivo de observar o comportamento elétrico dos circuitos de baixa tensão e restringir as PNT em uma área ainda menor. Por meio dessa instrumentação, é possível identificar sobrecargas, desequilíbrios de fase, correntes anômalas ou eventos associados a intervenções físicas em setores específicos da rede de baixa tensão, permitindo um direcionamento ainda mais preciso das ações subsequentes em comparação com as medidas aplicadas a montante. As informações geradas possibilitam priorizar equipes para inspeção, ativar alertas precoces de manipulações na rede e reduzir o universo de clientes a serem analisados por meio de ferramentas analíticas mais avançadas.

As entrevistas mostram que o monitoramento com sensores de baixa tensão responde à mesma necessidade de limitar progressivamente o problema, embora por mecanismos diferentes. Alguns distribuidores usam sensorização para delimitar espacialmente a rede, subdividindo fisicamente a área fornecida por um transformador. A ESSA instala dispositivos de medição em ramos de baixa tensão para observar correntes e cargas

por seção, permitindo identificar em quais braços do circuito estão concentrados desequilíbrios ou perdas e reduzir o universo de clientes a serem inspecionados. Outros distribuidores utilizam a sensorização como ferramenta de limitação operacional, com o objetivo de identificar eventos ou comportamentos anômalos que justificam uma intervenção. Nesse sentido, a Enel Colômbia incorpora sensores e equipamentos de telemetria com análise de sinais de corrente e tensão para detectar alterações associadas a pontes ou desvios ilegais, enquanto SECHEEP, EDP e Enel Brasil priorizam esquemas de monitoramento mais contínuo, capturando informações com resolução horária ou por meio de alarmes sobre fluxos elétricos e eventos operacionais. Em todos os casos, a sensorização de baixa tensão busca restringir o escopo da análise antes de descer para o nível do cliente individual.



“

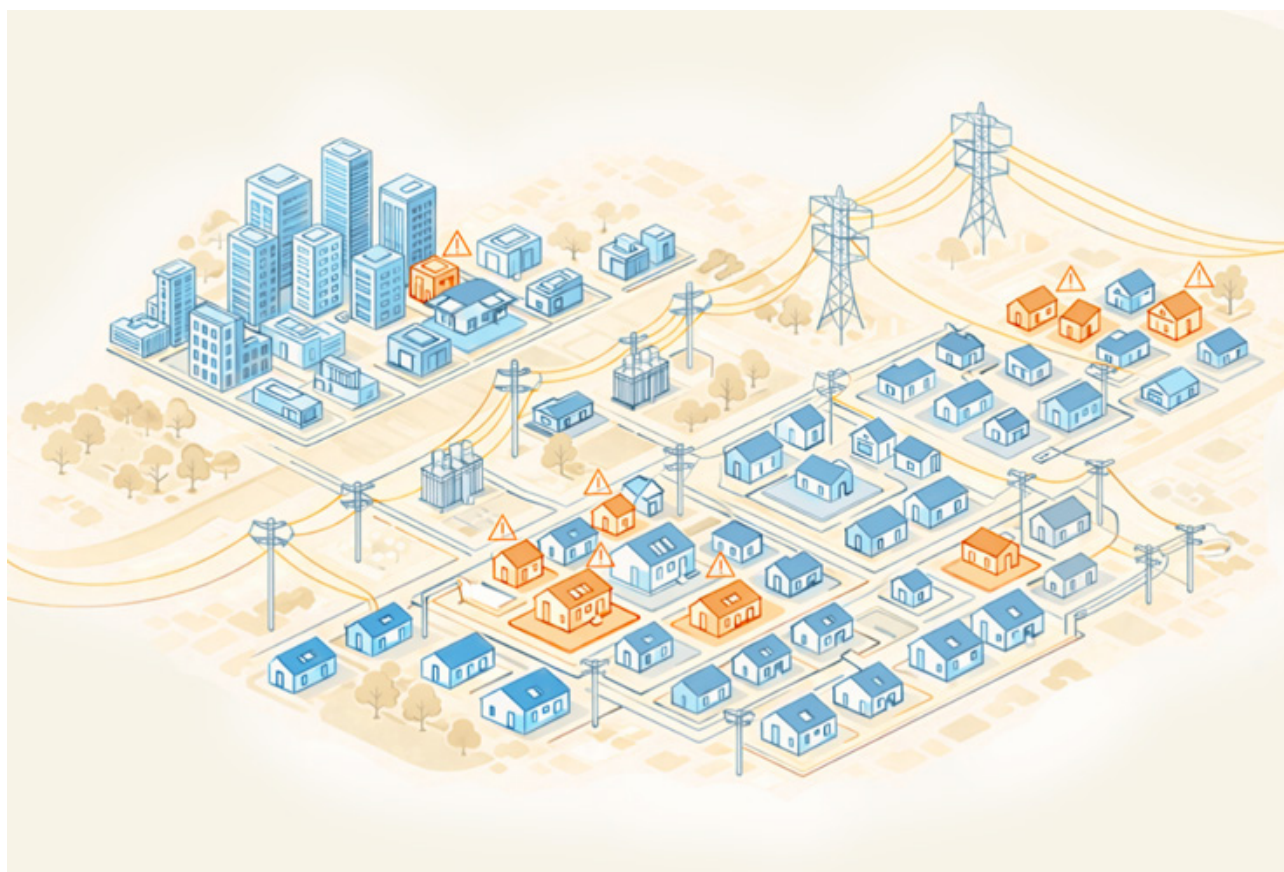
O monitoramento com sensores de baixa tensão constitui o último nível de observação da rede

6.2 IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DE PERDAS NO NÍVEL DO CLIENTE

Enquanto as medidas analisadas na seção anterior buscam limitar progressivamente o escopo da análise no nível da rede, as ferramentas apresentadas abaixo visam identificar a origem específica das PNT no nível do cliente individual. Neste estágio, o foco muda da observação de ativos e circuitos para a redução da incerteza sobre suprimentos específicos, dependendo de um repertório diversificado de medidas que utilizam diferentes tipos de informação e graus de intervenção. Essas ferramentas não constituem uma sequência única ou exclusiva, mas são combinadas pelos distribuidores de acordo com seu contexto operacional, tecnológico e regulatório, com o objetivo de priorizar, verificar e confirmar casos individuais de PNT.

6.2.1. Agregação e análise de perfis de consumo

A agregação e análise de perfis de consumo de baixa tensão é uma medida analítica voltada para identificar PNT ao comparar o comportamento de consumo de um cliente com padrões de referência construídos a partir de grupos semelhantes. A lógica subjacente é que clientes com características comparáveis, como localização, tipo de tarifa, estrato socioeconômico ou linha de atividade, devem apresentar curvas de consumo consistentes entre si. Com base em informações históricas mais detalhadas de cobrança ou medição quando disponíveis, as concessionárias constroem perfis típicos de consumo e detectam desvios significativos, como quedas acentuadas, consumo



persistentemente baixo, perfis planos ou comportamentos inconsistentes com o grupo de referência. Essa medida não confirma a existência de fraude por si só, mas possibilita identificar suprimentos com maior probabilidade de PNT e priorizá-los para análises subsequentes, reduzindo o universo de clientes a serem revisados e melhorando a eficiência das ações de controle.

Como são ferramentas analíticas baseadas no uso de dados de consumo, a agregação e análise de perfis de baixa tensão permite diferentes graus de profundidade dependendo das prioridades estratégicas e dos recursos disponíveis de cada distribuidor, que se expressam principalmente no nível de sofisticação analítica aplicada, na granularidade das informações disponíveis e no conjunto de variáveis usadas para construir os perfis de referência. Algumas empresas estruturam essa análise com base em comparações históricas e segmentações baseadas no comportamento observado do cliente ou em grupos limitados como referência; essa abordagem inclui experiências como as da EDEA e da Electro Dunas, que priorizam a identificação de quebras de consumo relevantes ou variações percentuais significativas em relação à histórica, bem como casos como o EEQ, que organiza perfis baseados na estratificação socioeconômica e na análise do consumo agregado por estrato usando históricos de faturamento dos últimos doze meses. Outros distribuidores estão migrando para esquemas de agrupamento estatístico, onde perfis de referência são construídos identificando grupos de clientes com comportamentos semelhantes; Centrosur e EPEC, por exemplo, utilizam técnicas de agrupamento e métricas estatísticas para definir curvas típicas de consumo e detectar desvios fora dos intervalos esperados, facilitando sua incorporação direta nos processos de priorização operacional. Por fim, algumas empresas integram a análise de perfis de consumo em plataformas mais amplas de análise de dados, incorporando variáveis adicionais como histórico de ins-

peção, reincidência, comportamento de pagamento ou eventos comerciais, juntamente com ferramentas de mineração de dados para refinar a identificação de consumos atípicos; nesse grupo estão experiências como as da Enel Brasil, SAESA e EEGSA.

6.2.2. Analítica avançada para a identificação e priorização de PNT

Analítica avançada compreende um conjunto de ferramentas e abordagens voltadas para apoiar a tomada de decisões operacionais em gestão de PNT, estimando sistematicamente o risco associado a cada fornecimento individual. Seu objetivo central é maximizar a eficácia das inspeções de campo, otimizando a alocação dos recursos de controle e inspeção com base na priorização daqueles casos em que a probabilidade e o impacto potencial de uma perda não técnica são maiores. Para isso, esses sistemas integram múltiplas fontes de informação e as traduzem em indicadores de risco ou pontuações relativas, que nos permitem abandonar progressivamente esquemas aleatórios ou de inspeção geral e focar em intervenções onde há maior probabilidade de encontrar e recuperar energia.

Diferentemente da agregação e análise dos perfis de consumo, que se baseiam principalmente no contraste do comportamento do cliente com padrões de referência para identificar desvios relevantes, a análise avançada combina sinais de várias naturezas, históricas, técnicas, comerciais e operacionais, para construir uma avaliação mais abrangente do risco no nível individual. Enquanto os perfis permitem a detecção do consumo atípico dentro de um grupo comparável, analítica avançada busca priorizar os casos considerando simultaneamente a probabilidade de ocorrência da perda, sua magnitude esperada e a potencial eficácia da intervenção. Nesse processo, os perfis de consumo podem ser uma das entradas da análise, embora analítica avançada possa operar tanto por depender deles quanto

por integrar outras fontes de informação de forma independente.

Na prática, analítica avançada não é uma medida isolada ou uma tecnologia específica, mas uma arquitetura de decisão que pode assumir uma grande variedade de configurações. Essas diferenças se manifestam no nível de sofisticação analítica apli-

cada, na granularidade temporal dos dados disponíveis, no tipo e número de variáveis incorporadas e no grau de integração dos modelos com os processos operacionais de inspeção e controle. Mais de uma solução, a análise avançada reúne um conjunto de abordagens e desenhos analíticos que podem ser analisados em diferentes dimensões, apresentadas abaixo.



6.2.2.1. Lógica operacional

Analítica avançada em gestão de PNT baseiam-se na atribuição de uma estimativa de risco para cada fornecimento individual, geralmente expressa na forma de uma pontuação, que reflete tanto a probabilidade de PNT quanto sua magnitude esperada. Essa abordagem permite que decisões de recuperação operacional sejam direcionadas para casos que combinam maior probabilidade de fraude com maior volume de energia potencialmente recuperável. Essa pontuação é construída a partir do processamento conjunto de múltiplos sinais associados ao consumo individual, que podem incluir informações históricas de consumo, eventos técnicos, histórico comercial e resultados de inspeções anteriores. De modo geral, as experiências relatadas pelos distribuidores mostram que a implementação de medidas analíticas avançadas é estruturada como um ciclo composto por quatro etapas: a ingestão e consolidação de informações

relevantes, o processamento analítico desses dados, a atribuição de um indicador de risco que permita priorizar os fornecimentos e o feedback do sistema com base nos resultados obtidos em campo.

Na primeira etapa, a análise avançada é apoiada pela coleta e integração de informações necessárias para construir um perfil informativo do fornecimento individual, que constitui a base sobre a qual as etapas subsequentes do modelo são desenvolvidas. Nesta fase, os distribuidores buscam consolidar dados que historicamente foram distribuídos em diferentes sistemas, combinando informações de consumo, eventos técnicos de medidores ou sistemas de telemetria, histórico comercial e de comportamento do cliente e, em alguns casos, informações não estruturadas geradas em campo, como observações de leitores ou registros visuais. As entrevistas mostram que, em vez de avançar indefinidamente para a incorporação de um número maior de variá-

veis, os esforços mais eficazes estão focados em melhorar a qualidade, consistência e classificação correta das informações disponíveis. Nesse sentido, a digitalização de processos comerciais e técnicos aparece como um facilitador-chave, já que grandes volumes de dados incompletos, mal classificados ou inconsistentes não apenas degradam o desempenho do modelo, mas também podem limitar o uso de abordagens analíticas mais complexas.

Com base nisso, a etapa de processamento pega as informações consolidadas na fase anterior e as transforma em sinais analíticos que permitem estimar o risco associado a cada fornecimento. Neste caso, os dados deixam de ser descritivos e começam a ser interpretados por meio de diferentes abordagens analíticas, cujo grau de complexidade varia de acordo com a maturidade organizacional, a qualidade das informações disponíveis e os objetivos operacionais perseguidos. Nos níveis iniciais, o processamento é suportado por regras heurísticas ou lógicas descritivas, onde certas combinações de variáveis acionam alertas pré-definidos, como quedas abruptas no consumo ou comportamentos atípicos em relação ao histórico. À medida que a capacidade analítica aumenta, essas regras fixas dão lugar a esquemas estatísticos que agrupam suprimentos comparáveis e detectam desvios significativos em relação a curvas padrão ou grupos de referência. Nas abordagens mais avançadas, o processamento é baseado em modelos preditivos treinados com históricos de inspeção, que aprendem padrões associados a casos confirmados de PNT e estimam probabilidades de ocorrência a partir de múltiplos sinais combinados. Além da técnica específica utilizada, as experiências coletadas mostram que o propósito central desta etapa é converter informações complexas e heterogêneas em um sinal sintético e comparável entre os suprimentos, capaz de alimentar os mecanismos operacionais de priorização. Da mesma forma, as entrevistas destacam que a adoção de abordagens mais sofisticadas não é um requisito

inicial, e que muitas organizações começam com modelos simples, evoluindo progressivamente à medida que fortalecem a qualidade dos dados, consolidam bases históricas confiáveis e desenvolvem capacidades internas para interpretar e usar os resultados do processamento analítico.

A produção da pontuação constitui o principal resultado do processamento analítico na gestão de PNT e se materializa na atribuição de uma pontuação ou probabilidade relativa a cada fornecimento individual. Esse resultado não expressa uma certeza binária de fraude, mas uma estimativa probabilística que permite que os casos sejam classificados e ordenados de acordo com diferentes critérios de risco. Em sua formulação mais básica, a pontuação expressa a probabilidade de que um fornecimento apresente uma perda não técnica; enquanto em outros esquemas a pontuação também incorpora uma estimativa do impacto potencial em termos de energia recuperável, integrando considerações técnicas e econômicas em uma única métrica para guiar a priorização das intervenções. Dessa forma, a análise não se limita a apontar comportamentos anômalos, mas transforma as informações processadas em um critério explícito para a tomada de decisões operacionais, que serve como base para selecionar, ordenar e focar ações de controle no campo.

Por fim, o processo é concluído por meio de mecanismos de feedback, nos quais os resultados das inspeções em campo são reincorporados ao sistema como informações validadas, permitindo que as previsões do modelo sejam contrastadas com a realidade operacional. Esse feedback permite o ajuste progressivo de regras, pesos ou modelos analíticos, seja corrigindo falsos positivos, refinando a pontuação atribuída a certos perfis ou recalibrando algoritmos com novos dados rotulados. Experiências relatadas mostram que esse aprendizado pode operar em diferentes níveis, desde ajustes simples para evitar reinspeções desnecessárias até esquemas contínuos de requalificação ba-

seados em grandes volumes de inspeções históricas. Sem esse ciclo, os modelos tendem a se tornar rapidamente obsoletos diante das mudanças nos padrões de consumo e de fraude.

6.2.2.2. *Dados e variáveis utilizadas*

Analítica avançada para a detecção de PNT baseiam-se na construção de modelos multidimensionais que transcendem a análise exclusiva do consumo de energia e combinam variáveis de diferentes naturezas. As experiências coletadas mostram que os distribuidores integram, em diferentes combinações, informações históricas de consumo, dados técnicos da medição e operação da rede, histórico comercial e de comportamento do cliente, bem como variáveis externas e dados não estruturados.

Na base desses modelos estão as variáveis do padrão de consumo, com o objetivo de identificar anomalias em relação ao histórico da própria oferta ou de grupos comparáveis. Entre os mais utilizados estão indicadores derivados da curva de consumo, como quedas abruptas ou quebras relevantes, consumo persistentemente estável, leituras de consumo zero em suprimentos ativos e desvios significativos em relação à média de clientes com características semelhantes, definidas por localização, tarifa ou status socioeconômico. Essas variáveis não são resultado da análise, mas sim entradas analíticas que alimentam os modelos de risco e representam o ponto de partida da maioria dos esquemas avançados de análise, mesmo em contextos de baixa disponibilidade tecnológica.

Para distribuidores que possuem sistemas inteligentes de medição ou telemetria, variáveis técnicas e de eventos tornam-se relevantes, permitindo a incorporação de sinais físicos do status de fornecimento. Esses incluem alarmes de medidores associados a aberturas, cortes ou adulterações, sequências de eventos elétricos e parâmetros como tensão e corrente medidos em alta

frequência. O uso desse tipo de informação permite a detecção mais precoce e precisa de intervenções físicas e, em alguns casos, possibilita a análise não apenas de eventos isolados, mas também de padrões temporais ou sequenciais associados a tipos específicos de fraude.

Outro conjunto chave corresponde às variáveis comerciais e comportamentais, que buscam capturar a relação entre a propensão a irregularidades e a conduta administrativa do cliente. Esses fatores incluem o histórico de dívidas e atrasos, inspeções repetidas com resultados, mudanças frequentes na propriedade do fornecimento e a classificação do cliente de acordo com seu uso ou atividade econômica. As entrevistas ressaltam que inconsistências nessas informações, como suprimentos comerciais registrados como residenciais, reviravoltas econômicas mal definidas ou históricos administrativos incompletos, podem degradar significativamente o desempenho dos modelos, ao introduzir ruído e vieses que dificultam a interpretação correta dos padrões de consumo.

Em esquemas mais avançados, os distribuidores também incorporam variáveis exógenas e dados não estruturados, ampliando o escopo da análise. Isso inclui informações climáticas e sazonais, dados geoespaciais vinculados ao ambiente de abastecimento, observações textuais registradas por pessoal de campo e até processamento automatizado de imagens de medidores ou instalações. Essas fontes permitem que você enriqueça o contexto da análise e capture sinais que não são diretamente refletidos nos registros de consumo.

6.2.2.3. *Níveis de sofisticação analítica e abordagens de modelagem*

A experiência em processamento analítico na detecção de PNT mostra uma variedade de abordagens que vão desde regras simples até modelos avançados de aprendizado de máquina, cuja escolha depende em

grande parte da qualidade dos dados disponíveis, das capacidades internas da organização e dos objetivos de cada distribuidor.

No primeiro nível, o processamento é suportado por regras de negócios e abordagens heurísticas, onde a detecção de casos é baseada em gatilhos predefinidos derivados da experiência operacional. Nesses esquemas, a análise consiste em aplicar limiares simples sobre variáveis de consumo, como quedas abruptas, consumo zero ou variações incomuns em relação à história recente. Esse tipo de abordagem já foi utilizado por distribuidores como EDEA, EDESA ou Electro Dunas, e permite que inspeções sejam ordenadas sem exigir modelos complexos ou grandes volumes de dados, sendo frequente como ponto de partida nos processos de adoção de análises.

Um segundo nível corresponde às abordagens estatísticas e de agrupamento, onde o processamento deixa de ser baseado em regras fixas e começa a comparar o comportamento de cada oferta com o de grupos de referência definidos por critérios como localização, estrato ou tipo de cliente. Por meio de técnicas como clusterização ou análise de desvio, são identificados suprimientos que divergem significativamente do comportamento esperado de seus pares. Experiências como as do Centrosur e EPEC mostram que essa abordagem pode ser especialmente útil quando a qualidade dos dados não permite o treinamento de modelos preditivos mais avançados, oferecendo uma solução operacionalmente robusta para detectar anomalias relevantes.

Em um nível mais avançado, o processamento incorpora modelos preditivos baseados em aprendizado de máquina, que utilizam históricos de inspeção com resultados conhecidos para estimar a probabilidade de perda não técnica no nível individual. Isso inclui algoritmos evolutivos, modelos híbridos e técnicas de mineração de dados que permitem a identificação de padrões mais complexos que não são evidentes por meio

de análise descritiva. Casos como os do Grupo EPM, EEGSA ou Enel Colombia ilustram como esses modelos podem melhorar a eficácia das inspeções, embora também exijam maiores capacidades internas para seu design, operação e ajuste contínuo.

Por fim, alguns distribuidores migraram para esquemas de análise profunda, incorporando redes neurais e o processamento de dados mais complexos, como sequências de eventos, texto ou imagens. Experiências como as da UTE, Enel Brasil ou SAESA mostram que essas abordagens possibilitam o combate a modalidades de fraude mais sofisticadas, mas também que melhorar o desempenho nem sempre envolve modelos maiores ou mais complexos. Em vários casos, as lições aprendidas levaram à simplificação das arquiteturas, redução de variáveis e concentração nos sinais que proporcionam maior valor operacional.

6.2.2.4. Integração Operacional e Desempenho em Campo

A eficácia da análise avançada não depende apenas da qualidade dos modelos ou das variáveis utilizadas, mas também de sua adequada integração com os processos operacionais de inspeção e controle. Entrevistas concordam que, sem uma conexão fluida entre análise analítica e execução em campo, até mesmo os melhores esquemas de pontuação perdem valor e tendem a se degradar em resultados marginais.

Um elemento crítico inicial é a digitalização de ponta a ponta do processo. Vários distribuidores relatam que a eliminação dos suportes manuais e a rastreabilidade completa das ordens de inspeção são condições necessárias para que a análise gere impacto sustentado. A ordem de trabalho deve ser derivada diretamente da pontuação, chegar ao dispositivo do técnico de campo com informações contextuais relevantes e retornar ao sistema central com o resultado da inspeção de forma estruturada e em tempo hábil. Essa rastreabilidade não só melhora a

eficiência operacional, mas também permite feedback sobre o modelo e validação de seu desempenho.

Segundo, analítica avançada muda a forma como as inspeções são priorizadas e organizadas. Em vez de esquemas de seleção geral ou aleatória, as concessionárias usam pontuação para construir listas de alvos priorizados e, em muitos casos, agrupá-las geograficamente para otimizar rotas e tempos de viagem. Essa integração com ferramentas logísticas permite aumentar a produtividade da equipe, reduzir o tempo de inatividade e maximizar o número de casos revisados por dia, mantendo o foco nos suprimentos com maior valor esperado de recuperação.

Da mesma forma, as entrevistas destacam o valor da análise como ferramenta operacional pré-diagnóstico. Nos esquemas mais integrados, as informações analíticas não apenas indicam qual suprimento inspecionar, mas também fornecem orientações sobre qual tipo de irregularidade é mais provável de ser encontrado, permitindo que a equipe se prepare para a intervenção e reduza a incerteza no campo. Essa abordagem aumenta a taxa de sucesso, reduz os tempos de inspeção e fortalece a solidez técnica e evidenciária dos achados.

6.2.2.5. Limites, desafios e aprendizados com analítica avançada

As entrevistas realizadas nos permitem extrair um conjunto consistente de aprendizados sobre o uso de analítica avançada na gestão de PNT, uma ferramenta que está se expandindo rapidamente entre distribuidores, mas cuja eficácia depende fortemente de como é implementada. Além das diferenças tecnológicas entre as empresas, surgem lições transversais relacionadas à qualidade dos dados, ao nível de complexidade dos modelos, sua integração à operação de campo e às decisões estratégicas relacionadas ao desenvolvimento e manutenção dessas capacidades. Juntos, esses apren-

dizados mostram que a análise avançada é um processo progressivo que requer ajustes organizacionais, técnicos e operacionais.

Um dos alertas mais repetidos dos distribuidores é a importância crítica da qualidade dos dados como condição habilitadora para analítica avançada. As entrevistas indicam que a disponibilidade de históricos completos, consistentes e corretamente documentados de consumo, inspeções e características de fornecimento é decisiva para obter resultados úteis. Em vários casos, as tentativas iniciais de implementar ferramentas analíticas não alcançaram o desempenho esperado justamente devido a deficiências no banco de dados, como registros incompletos, classificações incorretas ou falta de rastreabilidade dos resultados de campo. Nesse contexto, as experiências concordam que maior sofisticação algorítmica não é capaz de compensar dados deficientes, e que a implementação eficaz de analítica avançada exige, como passo preliminar, uma sistematização e fortalecimento dos processos de captura, validação e gerenciamento da informação.

Uma segunda lição relevante compartilhada pelos distribuidores é que aumentar a complexidade do modelo ou o número de variáveis consideradas não garante melhores resultados. Pelo contrário, várias experiências relatam um processo de simplificação progressiva, voltado para identificar e reter apenas aquelas variáveis que fornecem poder preditivo real. Essa depuração de modelos excessivamente complexos possibilitou a redução do ruído, a melhoria da estabilidade dos resultados e facilitou sua interpretação operacional. Nesse mesmo sentido, a seleção e delimitação de variáveis responde não apenas a critérios técnicos de detecção, mas também a uma lógica econômica explícita: os modelos mais eficazes permitem estimar o valor esperado da intervenção e priorizar os casos em que a possível recuperação de energia justifica o esforço operacional. Isso pode significar uma redução no número total de detecções, acompanhada

de um aumento na energia recuperada por inspeção, o que melhora a relação custo-benefício geral do controle de perdas.

Um terceiro aprendizado fundamental está relacionado à integração eficaz de analítica avançada com a operação de campo. Entrevistas mostram que mesmo modelos bem calibrados perdem rapidamente eficácia se não forem totalmente integrados aos processos de inspeção e controle que permitem capturar, sistematizar e reincorporar resultados de campo para retreinamento e ajuste contínuos dos modelos. Esse feedback operacional é essencial para recalibrar as pontuações de risco, reduzir a incidência de falsos positivos e evitar inspeções redundantes. Nesse contexto, a digitalização de ponta a ponta, desde a geração da análise até o registro estruturado do resultado da inspeção em campo, aparece como uma condição crítica para encerrar o ciclo analítico, tanto para garantir a rastreabilidade e qualidade das informações coletadas quanto para garantir sua disponibilidade oportuna para os modelos analíticos.

Como quarta lição derivada da análise comparativa, conclui-se que, embora a infraestrutura avançada de medição (AMI) melhore significativamente a detecção de irregularidades por meio da análise de curvas de carga de quinze minutos e alarmes de manipulação em tempo real, não é uma condição rigorosa para iniciar o uso de analítica avançada. As evidências coletadas mostram que é possível implementar modelos preditivos e determinísticos eficazes usando exclusivamente dados de faturamento mensal ou bimestral (bimestr), baseados na análise de desvios históricos no consumo, inclinações abruptas na demanda e sua cruzamento com variáveis comerciais como inadimplência, mudanças de propriedade ou histórico de inspeção, desde que haja consistência,

rastreabilidade e feedback sistemático das informações. Nesse contexto, a AMI deve ser entendida como um acelerador e sofisticador de análise, que permite camadas adicionais de detecção e validação, mas não como uma barreira de entrada, o que é especialmente relevante para distribuidores que ainda não possuem implantações massivas de medição inteligente e que podem iniciar processos analíticos avançados incrementalmente ao aproveitar seus sistemas tradicionais de medição.

Por fim, as experiências coletadas mostram diferentes abordagens para o desenvolvimento das capacidades analíticas. Algumas editoras optaram por soluções externas ou plataformas comerciais, valorizando sua implementação rápida, acesso imediato a ferramentas maduras e redução dos esforços iniciais de desenvolvimento. No entanto, essa abordagem frequentemente implica um nível menor de transparência sobre o funcionamento interno dos modelos, bem como limitações no ajuste da lógica analítica às especificidades locais e à evolução dos padrões de fraude. Outras empresas privilegiaram o desenvolvimento interno de suas capacidades analíticas, com o objetivo de reter conhecimento, compreender os modelos em profundidade e adaptá-los continuamente à sua realidade operacional. Esse caminho oferece maior flexibilidade e controle, mas requer investimento contínuo em recursos humanos especializados, capacidades técnicas e gestão do conhecimento. Na prática, também são observados esquemas híbridos que combinam soluções externas com desenvolvimentos internos. Além da estratégia escolhida, as entrevistas concordam que a análise avançada não é uma solução imediata ou padronizada, mas sim um processo incremental que exige investimento contínuo em dados, pessoas e processos para gerar resultados duradouros.

6.2.3. Medição Inteligente e Telemetria

6.2.3.1. Benefícios da Medição Inteligente

A infraestrutura avançada de medição (AMI) se estabeleceu como um pilar central da transição energética e da modernização da distribuição de eletricidade (ADELAT, 2026), a ponto de sua implantação permitir uma digitalização abrangente da operação do distribuidor. Para a empresa de distribuição, a AMI permite automatizar e otimizar processos comerciais e técnicos, reduzindo a dependência do trabalho de campo, diminuindo os custos operacionais associados à leitura, inspeções e manobras comerciais, melhorando a precisão e pontualidade da faturação e fortalecendo o controle técnico da rede por meio de maior visibilidade do comportamento de consumo e das variáveis elétricas. Para o cliente final, a medição inteligente se traduz em maior transparência sobre seu consumo, redução de reclamações associadas a erros de leitura, possível acesso a novos esquemas tarifários e métodos de pagamento, e a habilitação progressiva de funcionalidades associadas à transição energética, como a integração da geração distribuída, eletromobilidade e futuros programas de gestão de demanda e flexibilidade.

Dentro desse amplo conjunto de benefícios, várias funcionalidades de medidores inteligentes foram especificamente usadas como ferramentas para gerenciamento de PNT. Em primeiro lugar, e provavelmente a aplicação mais difundida e tradicional, estão as funcionalidades associadas à telemetria e ao registro de energia, que permitem aumentar a frequência de leitura, ter curvas de carga e registros de demanda, e observar com maior granularidade o comportamento do consumo de cada cliente, facilitando a identificação precoce de desvios em relação aos padrões históricos ou esperados. Um aspecto abordado nesta seção com foco na microanálise do consumidor. Segundo, medidores inteligentes incorporam capacidades de detecção de adulteração,

registrando eventos anômalos como aberturas de capacitores, perdas de tensão, inversões de fase ou distúrbios de fornecimento, que são uma entrada chave para o controle de fraudes e são discutidos com mais detalhes na Seção 7.2.1. Terceiro, a capacidade de corte remoto e reconexão permite mecanismos coercitivos e de dissuasão contra repetidas inadimplências, reduzindo tempos de ação e custos operacionais, funcionalidades discutidas com mais profundidade na Seção 7.3.1. Por fim, a resiliência e preservação dos dados por meio da memória de massa permite que informações de energia e eventos sejam armazenadas durante interrupções, falhas de comunicação ou interrupções deliberadas, garantindo a rastreabilidade do consumo mesmo em contextos de manipulação intencional.

6.2.3.2. Barreiras, custos e estratégias de implantação

Embora as funcionalidades possibilitadas pela AMI ofereçam benefícios relevantes para a operação dos distribuidores, sua implantação na América Latina tem sido condicionada por um conjunto persistente de barreiras econômicas e regulatórias (ADELAT, 2026). Por um lado, o custo unitário dos sistemas AMI é substancialmente maior do que o dos medidores convencionais, não apenas pelo hardware, mas também pela necessidade de incorporar comunicações, plataformas de gerenciamento de dados, licenças de software e capacidades de cibersegurança. Por outro lado, esses custos nem sempre são explicitamente reconhecidos pelos atuais marcos regulatórios, que em muitos países continuam sendo projetados sob a lógica dos ativos físicos tradicionais e apresentam dificuldades em incorporar investimentos de natureza digital.

Nesse contexto, e com o objetivo de reduzir PNT, as empresas de distribuição optaram por estratégias de implementação pragmáticas que buscam maximizar o impacto operacional ao menor custo possível. Uma prática recorrente tem sido reduzir o escopo

funcional dos sistemas instalados, privilegiando esquemas básicos de telemetria em detrimento de arquiteturas AMI completas. Assim, em vez de implantar medidores com todas as capacidades associadas à segunda geração de AMI, muitas empresas priorizam funcionalidades mínimas voltadas para leitura remota, monitoramento de consumo e construção de balanços energéticos, adiando atributos mais complexos que aumentam custos e exigem definições regulatórias mais rigorosas.

Além da redução funcional dos sistemas instalados, os distribuidores optaram por limitar e priorizar as áreas de implantação, seguindo estratégias seletivas de cobertura voltadas para maximizar a relação custo-benefício do investimento tecnológico. A estratégia mais madura e difundida na região tem sido a priorização do segmento de grandes clientes e indústria, já que um pequeno número de usuários concentra uma proporção significativa da fatura de energia. No EPESF, por exemplo, pouco mais de 3.300 grandes demandas (de múltiplas atividades) representam 49,9% do total de energia faturado, em comparação com mais de 1,3 milhão de clientes residenciais; enquanto no DELSUR cerca de 5.000 usuários representam mais de 50% do faturamento. Nesse contexto, múltiplos distribuidores relatam esquemas de cobertura total ou próxima de 100% de telemetria em grandes usuários, usando diferentes critérios de priorização, como limites de demanda contratados ou potência instalada. A ENSA, por exemplo, concentra a telemetria em clientes com demandas superiores a 100 kW, enquanto a CENS aplica essa abordagem a partir de consumo superior a 50 kW.

Embora o universo de clientes seja limitado, a fraude industrial geralmente é mais sofisticada e menos visível do que a fraude residencial, o que levou ao uso de técnicas de análise específicas, como a comparação sistemática de perfis de carga de quinze minutos, análise de coerência de fasores e sinais elétricos para detectar perdas de

sincronismo ou intervenções internas. e a instalação de medidores espelhados ou macromedidas dedicadas. Um exemplo dessa última estratégia é o Plano de Cadeado da ESSA, que consiste em instalar uma medição de telemetria independente a montante do cliente industrial e contrastá-la continuamente com o registrador comercial do medidor, permitindo a identificação imediata de desvios atribuíveis a manipulação ou derivações não autorizadas. Da mesma forma, a experiência acumulada possibilitou identificar tendências econômicas particularmente propensas ao furto de energia, incluindo plantas de reciclagem de plástico, indústrias de refrigeração e produção de gelo associadas ao setor turístico, e certas atividades de mineração ou agroindústria, reforçando a lógica de implantações focadas e altamente instrumentadas nesse segmento.

Uma segunda estratégia de implantação, amplamente divulgada pelos distribuidores, consiste em priorizar áreas residenciais de alta complexidade social, caracterizadas por altos níveis de furto, informalidade e restrições operacionais para o trabalho de campo. Nesses contextos, o acesso da equipe é frequentemente limitado, intermitente ou totalmente inviável, tornando a telemetria uma ferramenta essencial para monitorar o consumo, detectar desvios e reduzir a dependência de inspeções em campo. Sob essa lógica, a medição remota não é implementada como uma solução isolada, mas como parte de uma abordagem integrada que depois é complementada com medidas físicas de blindagem e, em alguns casos, com esquemas pré-pagos.

Do ponto de vista da arquitetura de leitura e medição remota, duas configurações recorrentes são observadas. A primeira corresponde a sistemas centralizados de medição, nos quais os medidores são concentrados em placas coletivas ou armários, geralmente localizados em postes ou próximos a transformadores, permitindo leitura remota e reduzindo a exposição direta do equipamento à manipulação pelos usuários. A

segunda configuração é a medição de dois corpos, onde a unidade de medida é instalada fora do alcance do cliente, normalmente no poste ou em um gabinete protegido, enquanto apenas um display ou repetidor de informações está disponível na casa. Essa alternativa é usada principalmente em estruturas regulatórias que possibilitam a modalidade pré-paga, já que essa modalidade exige a individualização do ponto de medição e limita a viabilidade de esquemas totalmente concentrados. As medidas físicas de blindagem associadas a essas configurações são abordadas na Seção 7.2.2, enquanto a implementação do pré-pagamento como ferramentas de regularização e controle é discutida com mais detalhes na Seção 8.2.2.

6.2.3.3. *Lições, Casos Específicos e Limites*

A experiência acumulada pelos distribuidores na região mostra que a medição inteligente e a telemetria não são soluções isoladas ou automáticas para a redução de PNT, mas ferramentas cujo impacto depende fortemente de como são integradas a uma estratégia operacional mais ampla. Nesse sentido, as lições aprendidas focam nos efeitos indiretos gerados por sua implantação e na necessidade de sustentar a gestão ativa do território. Os aprendizados mais recorrentes são agrupados em três dimensões: a priorização estratégica da implantação, o deslocamento da fraude dentro da rede e o papel da cultura de mercado na sustentabilidade dos resultados.

Considerando que implantar massivamente AMIs em todo o parque de clientes agora é altamente caro na maioria dos contextos da América Latina, muitos distribuidores optaram por uma estratégia de entrada gradual, começando por garantir o controle de grandes clientes industriais e comerciais. Essa abordagem responde a uma lógica de eficiência econômica, já que um pequeno número de usuários concentra uma proporção significativa da energia distribuída e do faturamento total, de modo que seu monitoramento por telemetria ou medição inteli-

gente permite reduzir riscos relevantes com investimentos limitados. A priorização desse segmento, assim, surge como um ponto de partida robusto e replicável, que permite captar benefícios iniciais, fortalecer o controle comercial e técnico, e desenvolver capacidades antes de avançar para segmentos mais massivos.

Um passo natural próximo tem sido a expansão progressiva da medição inteligente para o segmento residencial e comercial, especialmente em áreas com níveis mais altos de PNT. A experiência acumulada pelos distribuidores revela um aprendizado particularmente relevante sobre o impacto da AMI na modalidade de fraude. Em muitos casos, a maior complexidade associada à manipulação direta do medidor não elimina o furto, mas transforma sua manifestação dentro da rede. Como é difícil intervir nos equipamentos de medição, práticas irregulares tendem a se mover para outros pontos do sistema, aparecendo a montante em conexões, ramais ou até mesmo em seções da rede de distribuição. Esse fenômeno destaca que a AMI não pode ser entendida como uma solução isolada, mas deve ser implementada em coordenação com estratégias para a proteção física da infraestrutura, como redes pré-montadas, elevação de condutores e proteção de pontos críticos, medidas desenvolvidas com mais detalhes na Seção 2.1.

Outra lição relevante associada à implantação da AMI e seu impacto no comportamento de fraude, relatada por diversos distribuidores, está relacionada à interação entre telemetria e inspeção em campo. Diversas empresas observaram que, quando o aumento na telemetria é acompanhado por uma redução significativa na presença operacional e inspeções regulares, PNT tendem a reaparecer. Nesses contextos, a automação pode ser interpretada pelos usuários como uma vigilância menos eficaz, enfraquecendo os efeitos iniciais de dissuasão da tecnologia. Essa experiência reforçou a noção de que o controle do furto exige man-

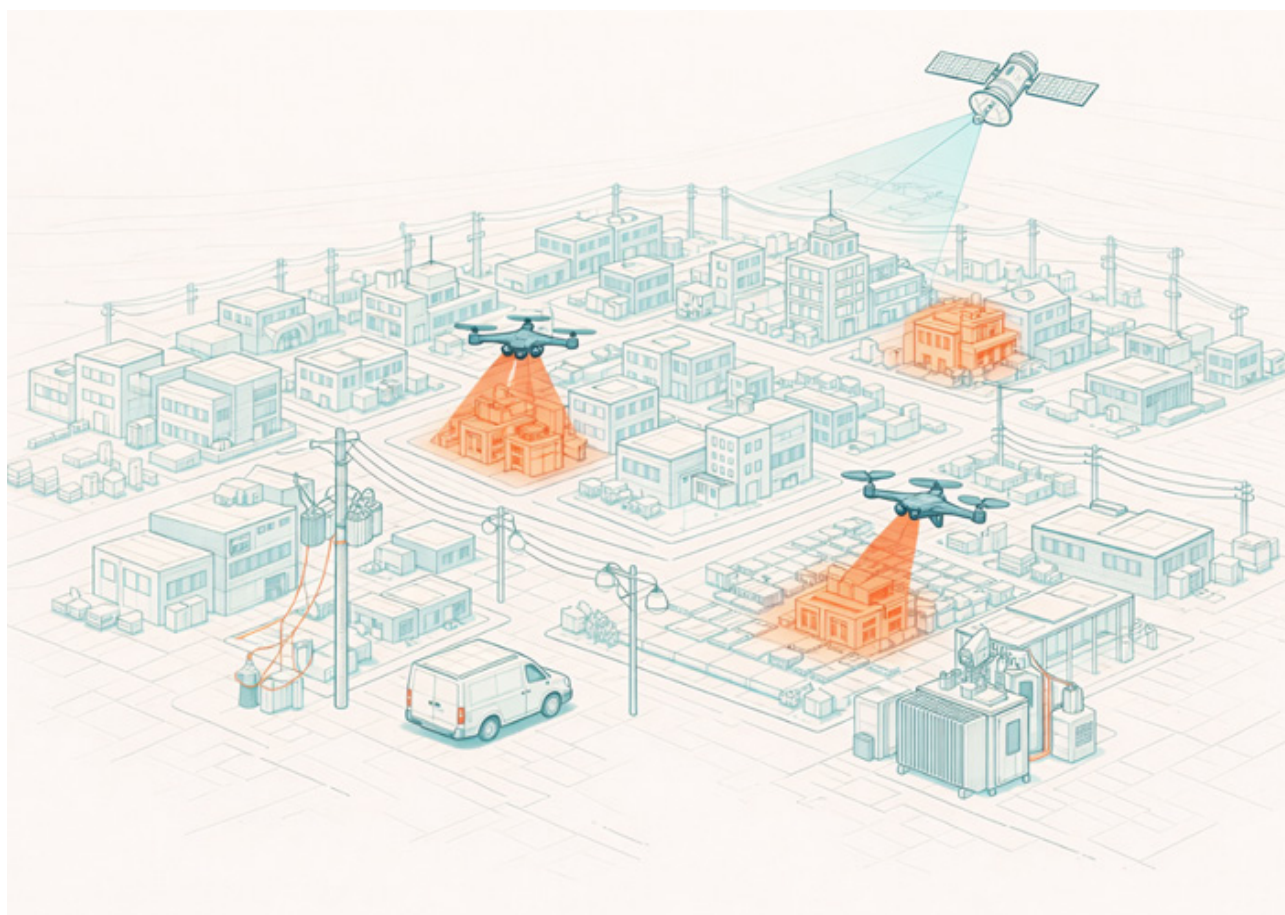
ter uma certa disciplina de mercado, entendida como a combinação de monitoramento tecnológico e presença visível da empresa no território. Consequentemente, telemetria e MAI devem ser concebidas como ferramentas que complementam, mas não substituem, a gestão territorial, a inspeção pre-

sencial e a presença sustentada em áreas críticas, que continuam a desempenhar um papel fundamental na contenção de PNT, em coerência com as estratégias de trabalho comunitário e engajamento social desenvolvidas na Seção 7.4.

6.2.4. Ferramentas baseadas em imagem e observação remota

O uso de ferramentas baseadas em imagem tem ganhado espaço como complemento aos métodos tradicionais de detecção das PNT, fornecendo uma camada adicional de informações visuais para apoiar a identificação, validação e priorização das intervenções em campo. Essas tecnologias abrangem um amplo espectro de aplicações, que vão desde abordagens mais gerais e remotas, com

menor nível de intrusão no cliente, até ferramentas progressivamente mais focadas e diretas em ativos e instalações específicas. As subseções seguintes apresentam essas soluções gradualmente, começando por aquelas de escopo mais amplo e não presenciais, e avançando para usos mais específicos e intensivos.



6.2.4.1. *Imagens de satélite para identificação de ligações não registradas*

O uso de imagens de satélite é uma ferramenta complementar e minimamente invasiva para a identificação de consumo não registrado, entendida como ligações irregulares ou não declaradas que não aparecem nas bases comerciais do distribuidor. Sua aplicação mais difundida baseia-se no uso de imagens de satélite diurnas por meio da análise e sobreposição de informações geoespaciais, contrastando a realidade observada nas imagens com o cadastro georreferenciado de clientes, redes e pontos de abastecimento contidos nos sistemas comerciais e técnicos, que requer informações territoriais básicas prévias da rede e do parque de clientes. A Enel Brasil desenvolveu esquemas para sobrepor sua rede e informações de clientes em plataformas abertas de satélite, o que permite identificar edifícios existentes que não possuem um ponto de abastecimento associado e orientar inspeções em áreas com altos níveis de furto, especialmente onde o monitoramento físico é complexo. Da mesma forma, a SA-ESA utiliza o cruzamento sistemático entre sua rede e os registros de clientes e informações de satélite para isolar edifícios sem vínculos comerciais, que se tornam alvos prioritários para inspeção, uma abordagem que tem sido particularmente útil para detectar fraudes generalizadas em áreas rurais e apoiar diagnósticos perante a autoridade reguladora. Na mesma linha, a Equatorial utiliza imagens de satélite para analisar a expansão de áreas informais e mapear áreas que possuem fornecimento de eletricidade sem um contrato com o distribuidor, utilizando essas informações como entrada para o planejamento operacional e a direção das ações de controle.

Mais especificamente, também foi relatado o uso de imagens de satélite noturnas, principalmente com o objetivo de auditar a iluminação pública. Nesses casos, a intensidade luminosa observada em uma determinada área é comparada com o consumo faturado

ou declarado pelos municípios, o que possibilita detectar luminárias não registradas ou ligações diretas que não estão registradas. Além disso, imagens de satélite mostraram utilidade em aplicações de nicho, como a inspeção de geração distribuída para identificar instalações não declaradas ou expansões de capacidade não reportadas, bem como no monitoramento de consumo rural intensivo, por exemplo, em agronegócios, silos ou instalações produtivas de difícil acesso, onde inspeções presenciais são caras ou complexas.

No geral, a principal vantagem do uso de imagens de satélite está em sua capacidade de identificar consumos não registrados e reduzir a necessidade de exposição física de pessoal em áreas grandes, perigosas ou de difícil acesso. No entanto, essa tecnologia tem limitações relevantes. Imagens diurnas disponíveis gratuitamente frequentemente apresentam atrasos temporários que dificultam a detecção de fraudes recentes, enquanto imagens noturnas com resolução adequada envolvem altos custos, limitando seu uso contínuo ou em massa. Nesse contexto, a experiência dos distribuidores sugere que o maior valor dessa ferramenta está em aplicações focadas, campanhas periódicas e como uma entrada complementar dentro de uma estratégia abrangente para detectar PNT, em vez de uma solução permanente de monitoramento em tempo real.

6.2.4.2. *Imagens de campo e fotografias*

O uso de imagens e fotografias de campo é a aplicação mais difundida e tradicional de ferramentas visuais no gerenciamento de PNT, baseando-se principalmente em registros capturados por equipes, leitores ou operadores em campo usando telefones celulares ou câmeras. Em seus usos mais comuns, a fotografia cumpre funções de validação de leitura, identificação visual de derivações ou ligações ilegais e suporte probatório para ações administrativas e judiciais, consolidando-se como uma entrada operacional básica nos processos de controle de fraudes.

Em sua forma mais tradicional, a fotografia é usada como mecanismo de validação de leitura, permitindo a corroboração de que os dados inseridos manualmente correspondem efetivamente ao registro físico do medidor. Essa prática contribui para a redução de erros operacionais, leituras fictícias ou inconsistências associadas a falhas de medição e processos comerciais, que constituem uma fonte relevante de PNT de natureza não voluntária. Alguns distribuidores formalizaram essa abordagem incorporando a natureza obrigatória da fotografia como parte do processo de leitura, para que o sistema verifique a consistência entre o valor reportado e a imagem capturada.

Com base nisso, outras empresas avançaram para protocolos de imagem mais exigentes, expandindo o foco do medidor para o entorno imediato da instalação e transformando a fotografia em uma ferramenta para identificação visual de grampos ou ligações ilegais. Nesses casos, são usadas imagens mais amplas que incluem a casa, o medidor e os elementos da conexão, o que permite a detecção visual de pontes, ramais ou ligações diretas a montante do equipamento de medição. À medida que esse volume de informações visuais cresce e se torna recorrente, alguns distribuidores começaram a explorar essas imagens sistematicamente por meio de analítica avançada e inteligência artificial, utilizando fotografias de campo não apenas como suporte operacional, mas também como uma entrada automatizada para a detecção de anomalias. Nessas abordagens, algoritmos de visão computacional processam grandes volumes de imagens para identificar padrões visuais associados à intervenção física do medidor, como tampas abertas, vedações danificadas, alterações na conexão ou configurações anômalas do equipamento. O EDP, por exemplo, processa cerca de 1,7 milhão de fotografias de medidores usando modelos de inteligência artificial que geram uma pontuação de probabilidade de fraude com base no estado visual do equipamento. A Enel Brasil incorpora a avaliação automática de fotografias em seus modelos de mineração de dados,

permitindo a detecção de sinais de manipulação física relatados pelos leitores. Da mesma forma, a SAESA começou a explorar imagens como dados não estruturados por meio de modelos de visão e linguagem, com o objetivo de identificar padrões recorrentes de intervenção, como medidores sem limite ou alterados, fortalecendo a direcionamento das inspeções técnicas.

Além disso, imagens de campo foram consolidadas como um insumo fundamental para apoiar ações administrativas e judiciais associadas à fraude elétrica. A EPESF informa que os relatórios técnicos elaborados diante da detecção de irregularidades devem ser acompanhados de fotografias georreferenciadas que documentem o estado do medidor. A digitalização dessas atas e evidências fotográficas busca fortalecer a rastreabilidade do procedimento e garantir seu suporte administrativo e jurídico, constituindo a base probatória para processos de recuperação de energia e denúncias criminais. Na mesma linha, a EDESUR digitalizou completamente esse fluxo, integrando a captura de imagens de dispositivos móveis diretamente com o sistema comercial, onde são armazenadas em repositórios centrais, garantindo sua integridade, rastreabilidade e validade como evidência em caso de reclamações de clientes ou órgãos reguladores.

6.2.4.3 Drones para inspeção aérea de redes e ligações

O uso de drones na gestão de PNT está em um estágio de adoção heterogêneo, variando entre pilotos experimentais e aplicações de nicho muito específicas. Enquanto alguns distribuidores incorporaram ativamente essa tecnologia para apoiar a detecção de irregularidades ou validar ativos no campo, outros optaram por descartar seu uso massivo devido a considerações de reputação, privacidade e aceitação social. Nesse sentido, o drone não é apresentado como uma ferramenta transversal, mas como um complemento pontual dentro de estratégias mais amplas de controle de perdas e eficiência operacional.

Em sua aplicação mais básica, os drones são usados como ferramenta de apoio tático para as equipes em campo, integrando-se ao conjunto de instrumentos disponíveis para inspeções visuais em locais de difícil acesso, fachadas complexas ou áreas com restrições de segurança. Seu uso permite a observação de ligações elevadas, ramificações, telhados ou elementos de rede que não são facilmente visíveis do nível do solo, reduzindo os tempos de inspeção e evitando a exposição direta de pessoal. Algumas empresas também avaliaram seu potencial para identificar indicadores visíveis que não sejam consistentes com o consumo faturado, como piscinas aquecidas ou equipamentos de alto consumo. No entanto, vários distribuidores desistiram desse tipo de aplicação em ambientes residenciais, considerando que o uso do drone para fins de detecção de fraudes poderia ser percebido como invasivo, gerando rejeição social e riscos reputacionais associados à privacidade do cliente.

Uma aplicação mais direta para combater PNT é o uso de drones equipados com câmeras térmicas para a detecção de anomalias técnicas. Essa abordagem baseia-se no fato de que ligações ilegais ou defeituosas frequentemente apresentam níveis mais altos de resistência elétrica, o que se traduz em aumentos de temperatura detectáveis pela termografia. A ESSA, por exemplo, usou drones em pilotos focados em assentamentos informais para identificar pontos de alta temperatura na rede, associados a ligações precárias ou sobrecarregadas que nem sempre são óbvias a olho nu. Da mesma forma, a EPM relata o uso de inspeção termográfica com drones para a detecção de irregularidades técnicas e possíveis fraudes, permitindo que áreas complexas sejam

intervenidas sem expor inicialmente as equipes e melhorando a direção das ações no campo.

Por fim, além do gerenciamento direto de PNT, os drones demonstraram utilidade em aplicações de nicho ligadas à validação de ativos e à eficiência operacional. Um caso relevante é a inspeção da geração distribuída, onde a EEGSA utiliza drones para verificar instalações fotovoltaicas, contar painéis e inversores e contrastar a capacidade instalada real com a declarada pelo cliente, detectando expansões não reportadas ou desvios relevantes. No nível corporativo, algumas empresas também começaram a usar drones para levantamento de informações de redes aéreas e construção de modelos tridimensionais da infraestrutura, possibilitando inspeções virtuais, manutenção preditiva e criação de gêmeos digitais, com benefícios indiretos na operação e no controle de perdas.

No geral, a experiência coletada sugere que o drone agrega valor principalmente quando é usado para expandir a capacidade de observação em relação aos métodos tradicionais, permitindo a identificação de sinais não óbvios a olho nu, como o calor associado a ligações ilegais ou a condição de ativos localizados em áreas de difícil acesso, e quando sua implantação permanece claramente limitada e justificada. No entanto, seu uso extensivo como ferramenta de vigilância em ambientes residenciais continua limitado por considerações sociais e reputacionais, o que reforça a ideia de que os drones devem ser entendidos como um instrumento complementar e seletivo, integrado a uma estratégia mais ampla de controle das PNT e gestão territorial.

6.3. INSPEÇÕES DIRECIONADAS

6.3.1. Estratégias de Priorização e Logística de Inspeção

Inspeções direcionadas representam a etapa operacional final da estratégia de detecção de perdas não técnica, na qual informações das ferramentas apresentadas nas seções anteriores, como balanços energéticos, análise de dados, imagens e sinais operacionais, são traduzidas em ações concretas em campo. Ao basear-se em critérios de seleção anteriores, essa abordagem aumenta a probabilidade de detecção e reduz significativamente o custo por caso inspecionado. Isso representa um avanço substancial em relação aos esquemas tradicionais de inspeção em massa ou varredura, caracterizados por baixa taxa de sucesso e uso intensivo de recursos operacionais. Na prática, os distribuidores combinam diferentes metodologias para definir quem inspecionar, desde abordagens técnico-geográficas baseadas em balanços energéticos até modelos de pontuação e sinais operacionais, apresentando também diferenças relevantes na forma como essas inspeções são executadas e gerenciadas em campo.

Um aspecto fundamental das inspeções focadas está relacionado às metodologias usadas para decidir quem inspecionar, quais utilizam e articulam ferramentas já analisadas em seções anteriores. Por um lado, muitos distribuidores utilizam balanços energéticos em alimentadores e transformadores como critério inicial para a segmentação territorial, conforme explicado na Seção 6.1, limitando a busca a áreas ou ativos com níveis anômalos de perdas antes de descer para a inspeção específica dos clientes. Por outro lado, essas abordagens são complementadas por modelos de pontuação e analítica avançada apresentados na Seção 6.2.2, que permitem priorizar usuários individuais com base em padrões de consumo, eventos operacionais e históricos de negócios. Na prática, ambos os métodos geralmente são combinados e reforçados com

o conhecimento operacional dos leitores e equipes, que fornecem sinais qualitativos por meio do relatório de anomalias visuais ou comportamentos atípicos no campo, integrando assim critérios analíticos e experiência operacional na seleção final dos casos a serem inspecionados.

Além da metodologia para selecionar candidatos para inspeção, os distribuidores têm introduzido mudanças relevantes na forma como a inspeção é realizada em campo. Um primeiro aspecto relevante é que, uma vez definidos os objetivos a serem inspecionados, as empresas incorporaram ferramentas de otimização de rotas para organizar as rotas das equipes. O EPM utiliza aplicações de mobilidade para organizar rotas ótimas para seus leitores, enquanto o DELSUR agrupa as inspeções em agrupamentos geográficos e integra considerações práticas associadas ao dia de trabalho, como a localização das áreas de almoço, no desenho das rotas, alinhando o planejamento logístico com as necessidades reais das equipes em campo e evitando desvios recorrentes das rotas planejadas. Um segundo aspecto é observado no exato momento da realização da inspeção, quando há uma transição progressiva para a digitalização integral do processo, de modo que ordens de trabalho, achados de campo e documentação associada sejam registrados diretamente em dispositivos móveis e integrados quase em tempo real com sistemas comerciais e técnicos, reduzindo erros de transcrição, melhorando a rastreabilidade e acelerando o manejo subsequente. Essa digitalização, por sua vez, possibilita mecanismos de feedback, já que as informações reportadas por leitores e inspetores permitem a recalibração dos modelos de priorização e o ajuste dos critérios de seleção. Por fim, em contextos de maior complexidade social ou risco operacional, alguns distribuidores complementaram a segmentação com estratégias específicas de acompanhamento e segurança no campo. Como medida excepcional, a EPESF recorre a operações de “cortar e reter”, nas quais a tripulação permanece nas

proximidades após o procedimento para verificar religações ilegais em flagrante delicto. Exigindo coordenação com forças de segurança e alto deslocamento de recursos, essa tática não é uma prática comum, mas é reservada para intervenções muito específicas voltadas para o controle de perdas. Por sua vez, a Enel Brasil está executando o programa “Energia Jurídica”, combinando inspeções focadas com uma presença institucional reforçada e ações de regularização comercial em campo.

Além das nuances nas metodologias de seleção e nos esquemas de execução operacional, as evidências apresentadas pelos distribuidores são consistentes ao apontar que a inspeção focada supera em muito os esquemas tradicionais de varredura aleatória, tanto em eficácia quanto no uso de recursos. A Enel Chile indica que as inspeções de varredura, entendidas como a revisão sistemática de todas as juntas de um setor, têm taxas de sucesso inferiores a 1%, o que as torna operacionalmente ineficientes. A Electro Dunas, da mesma forma, apontou que a inspeção sem critérios de priorização gerou poucos achados. Em contraste, empresas que incorporaram modelos analíticos para selecionar objetivos de inspeção relatam melhorias substanciais no desempenho. EPM e ESSA relatam que a taxa de detecção de fraudes variou de 2 a 3 por cento para valores na ordem de 15 a 16 por cento, chegando até mesmo a níveis próximos de 40 por cento ao considerar anomalias técnicas. A Enel Brasil, por sua vez, destaca que o uso da mineração de dados possibilitou dobrar a eficácia das inspeções, de cerca de 20 para 40%, também reduzindo os custos operacionais ao concentrar esforços em casos de maior probabilidade, consolidando a mira como uma mudança estrutural na forma de abordar o controle das PNT na região.

6.3.2. Gestão de fatores humanos e garantia de qualidade em campo

A eficácia das inspeções depende não apenas da precisão dos algoritmos de seleção,

mas também da integridade e desempenho das equipes responsáveis pela execução da inspeção em campo. As entrevistas revelam que o risco de “conluio” ou corrupção operacional — onde técnicos internos ou contratados não reportam irregularidades em troca de incentivos informais — é um desafio crítico. Para mitigar isso, os distribuidores implementaram estratégias em três níveis: gestão de equipes, supervisão tecnológica e alinhamento de incentivos.

No que diz respeito à gestão das equipes de trabalho, as empresas têm focado na configuração estratégica para evitar a geração de vínculos de confiança indevidas com os clientes ou a consolidação de vícios operacionais. Nesse sentido, a rotatividade de funcionários emerge como uma prática fundamental; A Electro Dunas, por exemplo, destaca que a constante rotação de áreas e a especialização das equipes — dedicadas exclusivamente à fraude e não a operações comerciais gerais — são fundamentais para manter o foco da inspeção. Há também um debate ativo sobre o modelo de contratação ideal: enquanto a EPM opera com pessoal terceirizado e gerenciado por metas rigorosas de eficácia, a Enel Brasil constatou que, especificamente para a inspeção de sinistros, o uso de suas próprias equipes aumenta significativamente a qualidade técnica e reduz sinistros, reservando a terceirização para tarefas menos complexas.

Em termos de supervisão tecnológica, o uso de ferramentas digitais foi consolidado como um mecanismo para auditar o desempenho em campo e reduzir a discricionariedade do inspetor. Distribuidores como SAESA e EDP implementaram sistemas de registro e análise de imagens; Embora seu propósito central geralmente seja validar a execução correta da tarefa, a existência desse suporte visual também atua como uma barreira de controle, permitindo a detecção de omissões ou inconsistências que poderiam escapar à supervisão tradicional. Nesse sentido, o SECHEEP utiliza esses registros documentais para realizar auditorias

subsequentes e contrastar a veracidade do relatório de campo com a realidade física. Da mesma forma, essas ferramentas permitem que o processo seja protegido contra erros involuntários, conforme relatado pela EEQ, onde a digitalização da captura de dados usando tablets eliminou erros de digitação e transcrição que anteriormente geravam perdas administrativas.

Por fim, em relação ao alinhamento dos incentivos, algumas empresas abordam o risco de corrupção operacional decorrente da cultura organizacional. Um caso marcante é o da UTE, que implementou uma política de participação nos resultados, distribuindo uma fração da renda recuperada entre os funcionários envolvidos no plano de perdas. Essa estratégia busca alinhar os objetivos da força de trabalho com a recuperação eficaz da energia, gerando um senso de pertencimento e desencorajando a tolerância à fraude dentro da organização, transformando a redução das perdas em uma conquista compartilhada pela equipe.

6.4. LIÇÕES PRINCIPAIS

Uma lição fundamental derivada da análise de estratégias de detecção e localização de PNT é a mudança de paradigma da busca extensiva para a estratificação progressiva da incerteza. A experiência comparativa mostra que a lucratividade operacional não é alcançada inspecionando mais, mas limitando o espaço de busca de forma gradual, lógica e economicamente eficiente. Ao priorizar a análise desde escalas macro, como balanços de alimentadores e subestações, até níveis micro, como balanços de transformadores e sensorização de baixa tensão, os distribuidores conseguem descartar grandes áreas saudáveis da rede com investimentos relativamente baixos. Essa abordagem possibilita abandonar varreduras aleatórias ineficazes e concentrar recursos

técnicos nos nós onde a probabilidade de recuperação justifica a intervenção.

Paralelamente, a integração de analítica avançada e digitalização é consolidada como um facilitador central de uma gestão mais eficiente, menos invasiva e socialmente sustentável. A capacidade de antecipar comportamentos irregulares analisando perfis de consumo e cruzando dados históricos torna possível identificar situações de risco antes da interação direta com o cliente. Isso não só aumenta a eficácia das equipes em campo, como também reduz o atrito com usuários regulares. A esperança para as concessionárias é que uma infraestrutura de medição inteligente totalmente implantada não seja essencial para iniciar essa jornada. A inteligência aplicada a dados existentes, combinada com a digitalização abrangente dos processos de campo, constitui uma alavanca imediata e acessível para melhorar a recuperação de energia.

No entanto, a precisão tecnológica e o diagnóstico preciso encontram limites claros na complexa realidade física e social do território. Mesmo com identificação precisa de fraudes e ferramentas avançadas de telemetria, existem contextos onde o acesso da equipe é restringido, a segurança da equipe é comprometida ou a cultura de pagamento é profundamente prejudicada. Nesses cenários, saber exatamente onde ocorre a perda não garante sua recuperação. Assim, a tecnologia de detecção enfrenta barreiras que exigem uma abordagem diferente, não mais focada apenas na observação e diagnóstico, mas em mecanismos de contenção física e manejo do comportamento. É nesse ponto que se torna necessário passar da inteligência diagnóstica para estratégias voltadas a desencorajar e controlar fraudes, dando lugar ao Eixo 2 das medidas.

EIXO 2: DESINCENTIVO E CONTROLE DA FRAUDE

7.1. LÓGICA DO DESINCENTIVO

A precisão diagnóstica buscada no Eixo 1 enfrenta um limite operacional inevitável: a identificação da fraude não garante, por si só, a recuperação da energia, especialmente em contextos onde a acessibilidade física é restrita ou a cultura de pagamento se encontra severamente deteriorada. O conhecimento preciso sobre a localização da perda perde valor prático se a empresa não possuir ferramentas eficazes para intervir, corrigir e, fundamentalmente, prevenir a reincidência. Consequentemente, a gestão das PNT exige ir além da fase de observação para implementar um esforço paralelo e complementar focado na contenção eficaz do crime.

Esse segundo eixo de intervenção foca em modificar a estrutura de incentivos do usuário irregular. Sua premissa fundamental é

que a fraude é uma decisão econômica e comportamental racional, que ocorre quando o benefício de roubar energia supera seus custos e riscos percebidos. Para inverter essa equação, os distribuidores adotam uma “lógica de desincentivo” que busca elevar as barreiras de entrada para fraudes e aumentar o custo esperado de cometê-la. Essa estratégia é articulada simultaneamente em três dimensões ou arestas de ação:

- Dimensão Técnica (Infraestrutura): Tem como objetivo “reforçar” a rede por meio de investimentos físicos – como blindagem de rede, cabos antifurto e medição inacessível – que visam reduzir a possibilidade material de manipulação do fornecimento, aumentando a dificuldade técnica e o esforço necessário para realizar a fraude.



- **Dimensão Regulatória (Penalidade):** Busca aumentar o custo financeiro e legal da irregularidade por meio de um arcabouço institucional que assegure a aplicação eficaz das sanções, a coleta de energia não registrada e, em casos graves, a acusação criminal. Seu objetivo é fortalecer o poder coercitivo da empresa e enviar um sinal claro de disciplina de mercado.
- **Dimensão Social (Cultura):** Visa diminuir a aceitação cultural da fraude por meio de estratégias comunitárias e educacionais que deslegitimam o furto de energia. Esse aspecto atua na percepção pública, buscando garantir que a irregularidade não seja mais vista como uma “habilidade” ou um direito adquirido e se torne socialmente reprovada.

Em seguida, as ferramentas específicas que compõem cada uma dessas dimensões e como elas interagem para formar um sistema de controle robusto são analisadas.

7.2. MEDIDAS TÉCNICAS E DE INFRAESTRUTURA

7.2.1. Monitoramento digital e alertas lógicos no ponto de medição

O monitoramento digital e os sistemas de alerta associados ao ponto de medição constituem uma das primeiras camadas de blindagem de rede. Ao contrário das medidas tradicionais de blindagem física, voltadas para impedir o acesso ou reforçar estruturalmente a infraestrutura, essa abordagem não busca prevenir diretamente a manipulação, mas sim detectar intervenções, inconsistências ou comportamentos anômalos precocemente, reduzindo o período de tempo para fraudes, aumentando o risco percebido pelo usuário e permitindo respostas mais rápidas e focadas. As entrevistas mostram que essa evolução, na qual proteções puramente físicas são complementadas por mecanismos lógicos e de detecção remota, é principalmente expressa em dois níveis de monitoramento: por um lado, a vigilância da

integridade física do ponto de medição e, por outro, a verificação da coerência operacional entre o estado de fornecimento e seu comportamento efetivo.

O primeiro plano corresponde aos sensores de intrusão ou manipulação integrados ao medidor ou ao seu invólucro. Essas funcionalidades geram alertas automáticos em caso de abertura não autorizada da tampa ou caixa do medidor, bem como em caso de remoção de equipamentos. Distribuidores como UTE e ESSA usam esse tipo de sinal para acionar inspeções automáticas ou reagir em períodos muito curtos de tempo a possíveis intervenções. A Enel Brasil, por sua vez, processa mais de dois milhões de alarmes de sua parque de medidores inteligentes e usa esses alertas para abrir a caixa como entrada para seus modelos analíticos avançados, como critério para decidir se envia inspeções em campo. Embora a experiência mostre que esse tipo de alerta pode deslocar modalidades de fraude para outros pontos da rede, seu valor está no efeito dissuasor e na geração inicial de evidências objetivas sobre intervenções físicas no ponto de medição.

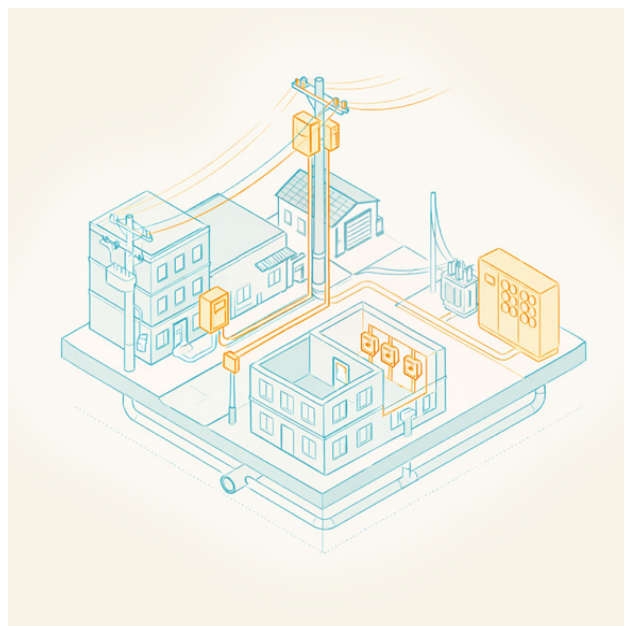
O segundo plano corresponde a alertas lógicos ou comportamentais gerados quando o sistema identifica inconsistências entre o status comercial do fornecimento, os eventos registrados pelo medidor e o fluxo efetivo de energia. Essa abordagem baseia-se na verificação da coerência operacional, e não na detecção direta de uma intervenção física. Enel Brasil e Enel Chile utilizam alertas associados à presença de carga após um desconexão formal para identificar ligações não autorizadas. Da mesma forma, alertas lógicos são usados para detectar ausências de alimentação ou tensão que não são explicadas por eventos de rede, permitindo discriminar entre falhas técnicas legítimas e manipulações do equipamento ou conexão; nesse contexto, a Enel Chile possui medidores com funções de vigilância que notificam rapidamente a perda de tensão no sistema central, enquanto a CVC Energia

utiliza alertas de ausência de tensão como entrada para verificar no campo se a condição responde a uma interrupção operacional ou intervenção fraudulenta, dependendo da configuração do fornecimento.

Por fim, as entrevistas ressaltam que o valor operacional do monitoramento e alerta depende criticamente da gestão subsequente. A geração massiva de eventos pode levar à saturação, falsos positivos ou perda de rastreabilidade se não houver filtragem, priorização e mecanismos eficazes de integração com os processos de inspeção. Nesse contexto, enquanto algumas empresas alertam que alarmes mal contextualizados podem aumentar os custos operacionais, aquelas que conseguiram automatizar e priorizar sinais relatam melhorias substanciais nos tempos de alvo e resposta. Portanto, o monitoramento não é uma solução autônoma, mas uma ferramenta cujo impacto real depende de sua articulação com a gestão operacional e com outras medidas físicas e analíticas de blindagem.

7.2.2. Blindagem física do acesso ao medidor

A blindagem física do acesso ao medidor é uma das medidas mais tradicionais no gerenciamento das PNT. Ao contrário dos alertas digitais, esse tipo de intervenção busca tornar materialmente difícil manipular o ponto de medição, tornando a fraude mais cara e reduzindo sua recorrência por meio de barreiras físicas que limitam o acesso direto ao equipamento. Na prática, as entrevistas mostram que essas estratégias focam principalmente em duas abordagens: o encapsulamento do medidor, por meio de invólucros ou dispositivos de proteção reforçados; e a realocação do ponto de medição em altura, fora do alcance imediato do usuário, ambos com o objetivo de aumentar o esforço e o risco associados à intervenção fraudulenta.



O encapsulamento de medidor consiste na instalação de invólucros reforçados que limitam ou impedem o acesso direto ao equipamento. Essas soluções incluem caixas metálicas ou plásticas de alta resistência, seladas e ancoradas à infraestrutura, projetadas para dificultar a abertura desautorizada, a remoção do medidor ou a intervenção em seus terminais. Do ponto de vista operacional, o encapsulamento busca aumentar o esforço e o tempo necessários para manusear o equipamento, atuando como um fator de dissuasão e reduzindo a recorrência de fraudes oportunistas. No entanto, as entrevistas mostram que sua eficácia depende fortemente do contexto de aplicação e da qualidade do projeto e da instalação, já que invólucros mal adaptados ou deteriorados podem ser violados relativamente facilmente. Essas soluções também apresentam desafios operacionais significativos: aumentam a complexidade e a duração das tarefas de leitura, manutenção e substituição de medidores, exigem ferramentas e protocolos específicos para acesso autorizado e podem gerar atritos com usuários e pessoal de campo. Nesse sentido, o encapsulamento de medidores parece ser uma medida eficaz para elevar barreiras físicas, mas cujo

impacto deve ser avaliado considerando não apenas sua capacidade de dissuasão, mas também os custos operacionais e as demandas adicionais que impõe à gestão diária da rede.

Realocar o medidor para fora do alcance do usuário constitui uma forma mais estrutural de blindagem física do ponto de medição. Essa medida consiste em instalar o equipamento de medição em áreas elevadas, postes, fachadas externas ou invólucros técnicos com acesso restrito, enquanto nas dependências do cliente há apenas um dispositivo de exibição ou repetidor de consumo sem capacidade de intervenção. Na prática, essa abordagem geralmente é concretizada concentrando medidores em armários ou caixas blindadas, localizados em pontos técnicos comuns e fora do alcance manual, de modo que o equipamento de medição fique completamente protegido e separado da casa do usuário. Essa linha inclui esquemas como MULCON e BARCAR, desenvolvidos pela EDENOR, que utilizam módulos compactos de medição agrupados instalados em altura ou em caixas “em tempo real”, assim como os sistemas de caixas bloqueadas implementados pela ENSA, onde múltiplos medidores são concentrados em armários instalados no poste, de onde partem ligações diretas para as residências. A partir desses pontos protegidos, os condutores são estendidos para alimentar dispositivos de exibição individuais, desacoplando o acesso físico ao medidor do uso diário da fonte. As entrevistas indicam que essa abordagem é especialmente eficaz em contextos de alta recorrência de fraudes, pois modifica substancialmente as modalidades da intervenção ilegal. No entanto, sua implementação implica custos de instalação mais altos, adaptações relevantes na infraestrutura existente e aumento da complexidade operacional para tarefas de manutenção, substituição e serviços comerciais. Na prática, esse tipo de configuração geralmente é articulado com esquemas de medição pré-pagos, desenvolvidos na seção 8.2.2.

7.2.3. Proteção de ramais e ligações

As entrevistas concordam que, uma vez que o monitoramento digital e a blindagem dos medidores forem fortalecidos, as modalidades de fraude tendem a se mover para as seções que alimentam os equipamentos de medição, especialmente a conexão e os ramificações de baixa tensão. Nesse contexto, a proteção desses elementos torna-se crítica. Estratégias de blindagem nesse nível buscam reduzir a acessibilidade ao condutor, dificultar a realização de desvios ilegais e limitar oportunidades de conexão direta a montante do medidor.

Na prática, muitas das medidas voltadas para a proteção de ramais e ligações focam no projeto do condutor e em seu layout físico, com o objetivo de reduzir as oportunidades de desvio de energia antes do ponto de medição e, ao mesmo tempo, melhorar as condições de segurança do sistema. Nesse contexto, vários distribuidores têm progressivamente substituído cabos nus ou convencionais por cabos concêntricos, pré-montados ou antifurto, cuja configuração de construção dificulta intervenções não autorizadas na rede. Esses projetos incorporam disposições técnicas, como o envelope neutro e camadas adicionais de isolamento, que tornam qualquer manipulação inadequada mais evidente e permitem a detecção precoce de possíveis irregularidades, reduzindo tanto perdas quanto riscos elétricos associados a intervenções informais.

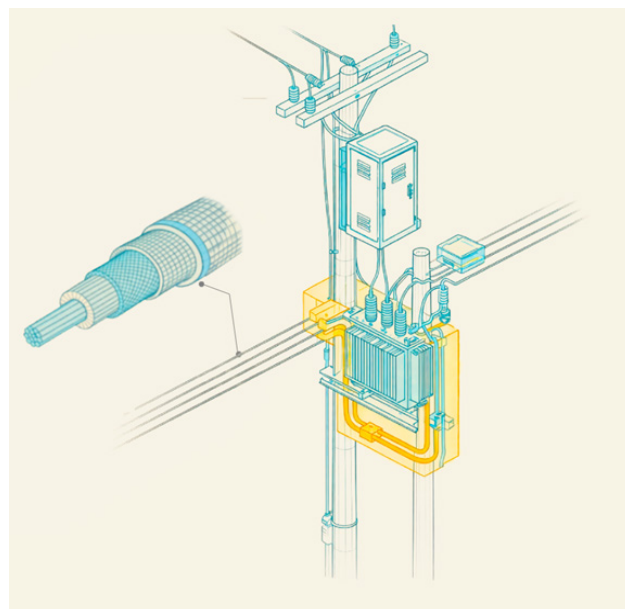
Essas soluções geralmente são complementadas por critérios para o layout e acessibilidade da conexão que privilegiam rotas externas e visíveis, por meio de fachadas ou outras áreas de fácil inspeção, evitando tubulações ocultas dentro da propriedade. Dessa forma, melhorias nos materiais de cabeamento são articuladas com decisões de design de rede que facilitam o monitoramento, a detecção precoce de intervenções e, ao mesmo tempo, contribuem para a redução dos riscos elétricos tanto para usuários quanto para terceiros.

Em contextos de maior complexidade operacional ou alta predisposição à fraude, como edifícios multifamiliares, redes subterrâneas ou áreas de alta vulnerabilidade, os distribuidores complementam soluções convencionais com medidas mais estruturais de proteção em ramais e ligações. Em edifícios, uma prática comum é a concentração de medidores e ligações em armários coletivos ou salas técnicas com acesso restrito, o que reduz a manipulação individual e facilita o controle centralizado. Em redes subterrâneas, onde o acesso a câmaras ou dutos historicamente possibilitou desvios ilegais, recorrem-se a fortificações físicas, como cercamentos reforçados, redução deliberada de espaço útil nas câmaras ou o uso de lajes e tampas de alta resistência que limitam o acesso não autorizado. Por outro lado, em áreas de alta vulnerabilidade, são implementados projetos específicos de rede que incluem ligações dedicadas de pontos protegidos, armários próximos ao transformador e rotas simplificadas, com o objetivo de eliminar pontos de conexão informais na rede de passagem.

7.2.4. Blindagem física da rede de distribuição

Por fim, a blindagem física da rede de distribuição inclui intervenções realizadas diretamente nas linhas, ramais e transformadores, com o objetivo de dificultar ou eliminar as possibilidades de conexão ilegal a montante do ponto de medição. Ao contrário das ações focadas no medidor ou na conexão, essas soluções envolvem modificações na própria infraestrutura elétrica e geralmente são aplicadas seletivamente em áreas críticas, devido ao seu maior custo, complexidade técnica e requisitos operacionais.

Uma das estratégias mais amplamente utilizadas para reduzir o furto direto da rede é aumentar a altura das linhas de baixa tensão e modificar os esquemas de posicionamento, movendo fisicamente os condutores para fora do alcance do usuário. Diversos distribuidores relatam a instalação de redes pré-montadas em alturas significativamente maiores que as convencionais, alcançando entre 11 e 13 metros em áreas de alto conflito, o que dificulta o acesso a partir de telhados, terraços ou estruturas improvisadas e reduz a possibilidade de fazer ligações diretas por meio de ganchos ou derivações artesanais. As experiências coletadas mostram, no entanto, que essa medida envolve desafios técnicos relevantes, já que o aumento de altura e o uso de certas configurações de fixação podem gerar altas tensões mecânicas e momentos de flexão nos postes, afetando sua estabilidade e vida útil caso os sistemas de ancoragem não sejam devidamente ajustados. Da mesma forma, sua aplicabilidade depende em grande parte do marco regulatório atual, dado que em alguns países as dimensões da posição e as configurações de rede admissíveis são reguladas, o que limita a margem para inovação.



A mudança na tecnologia dos condutores é uma das ferramentas mais amplamente utilizadas para o blindamento físico da rede, pois tem impacto direto na facilidade com que ligações ilegais podem ser feitas. Em baixa tensão, a substituição da rede nua por uma rede pré-montada tornou-se o padrão mais difundido: são condutores isolados torcidos juntos, geralmente ao redor de um neutro portador, o que dificulta o uso de ganchos ou toques rápidos e força qualquer infrator a intervir no isolamento, uma ação mais lenta, visível e arriscado. Em níveis de tensão mais altos, são usadas redes semi-isoladas ou compactas, onde os condutores possuem tampas protetoras e são dispostos em configurações mais fechadas, prevenindo contato elétrico direto e bloqueando o furto ao arremessar cabos ou ganchos. Em áreas de alta reincidência, alguns distribuidores incorporaram cabos concêntricos ou telescópicos, nos quais o neutro envolve completamente a fase; nesse esquema, qualquer tentativa de acesso causa um curto-circuito imediato ou a queda das proteções, tornando a intervenção ilegal praticamente inviável sem gerar uma falha óbvia. Juntas, essas tecnologias elevam a barreira técnica contra fraudes e transformam o furto de intervenções rápidas e oportunistas para ações mais complexas, visíveis e custosas.

O nível mais avançado de blindagem física da rede é observado nas intervenções que atuam diretamente sobre o transformador de distribuição e sua saída de baixa tensão. Essas estratégias buscam proteger o ponto de origem da rede secundária, eliminando ou restringindo severamente qualquer possibilidade de acesso não autorizado aos condutores a jusante do transformador. Iniciativas como o modelo BT Zero da Enel Brasil baseiam-se na blindagem física da saída do transformador e na eliminação de seções expostas de baixa tensão da rede, de modo que a energia circula apenas por condutores protegidos e controlados desde sua origem. Experiências semelhantes foram relatadas por outros distribuidores em áreas de alta vulnerabilidade, onde o transformador se

torna um nó fisicamente protegido e a rede secundária é projetada para minimizar pontos de conexão informais. Embora esse tipo de solução tenha resultados muito robustos em termos de redução de perdas, sua aplicação envolve investimentos significativos e geralmente é reservada para áreas com níveis extremos de furto ou alta reincidência.

7.3 MEDIDAS REGULATÓRIAS E LEGAIS

7.3.1. Prerrogativa de corte de fornecimento

O poder de cortar o fornecimento representa a ferramenta mais imediata e, ao mesmo tempo, uma das mais complexas e debatidas na gestão de PNT na América Latina e no Caribe, colocando-se no centro de uma tensão constante entre a viabilidade financeira dos distribuidores e o reconhecimento da eletricidade como um serviço essencial para uma vida digna. Essa prerrogativa não deve ser entendida como um poder absoluto discricionário das empresas, mas como um direito regulado que emana do contrato de serviço público de natureza adesiva, projetado para proteger a integridade da infraestrutura e garantir a consideração econômica necessária para a sustentabilidade do sistema. Na arquitetura jurídica regional, há uma distinção técnica e processual fundamental entre suspensão, que constitui uma interrupção temporária ou transitória do fluxo de eletricidade sem a remoção do equipamento de medição, e o corte, que implica a cessação definitiva do serviço, a rescisão do contrato e, frequentemente, a remoção da conexão e do medidor. O exercício desse poder busca equilibrar a eficiência operacional com o respeito ao devido processo legal, notificação prévia e direito à defesa, princípios que foram reforçados por diversos tribunais constitucionais e órgãos reguladores para evitar que a interrupção do serviço resulte em violação de direitos fundamentais, especialmente em áreas de proteção especial ou instituições críticas, como hospitais e centros educacionais.

A implementação regulatória dessa medida varia profundamente entre os países da região, refletindo diferentes filosofias regulatórias sobre responsabilidade empresarial e disciplina de mercado. No Chile, a Lei Geral dos Serviços Elétricos estabelece que as empresas têm o poder de suspender o fornecimento após 45 dias desde o vencimento da primeira conta não paga, com a condição inevitável de notificar o usuário com pelo menos cinco dias de antecedência. Uma nuance jurídica relevante nesse mercado é que o corte deve ser exercido em tempo hábil; se a empresa não suspender o serviço antes da emissão da próxima fatura após o término do prazo, as dívidas geradas deixam de estar localizadas no imóvel e passam a ser responsabilidade pessoal do devedor, protegendo assim futuros proprietários ou inquilinos de dívidas históricas de terceiros. Na Colômbia, a regulamentação é particularmente rigorosa na manutenção do devido processo legal, forçando as empresas a investigar o que são chamados de “desvios significativos” no consumo antes de proceder com qualquer cobrança por energia recuperada ou suspensão. Esse requisito busca garantir que as cobranças finais sejam baseadas em um conhecimento técnico verificável, protegendo os usuários contra erros de medição, falhas técnicas ou inconsistências na faturação. Ao mesmo tempo, essas investigações permitem a identificação de PNT não intencionais e problemas operacionais em sistemas de medição, contribuindo para melhorar a qualidade da informação comercial e da gestão de serviços. Da mesma forma, a omissão dessa investigação prévia, ou o não cumprimento do dever de suspender o fornecimento após três períodos de atraso, pode ser interpretada como negligência da empresa, limitando sua capacidade de exigir o pagamento das dívidas acumuladas no momento da reconexão.

Por outro lado, o modelo mexicano sob a Lei da Indústria Elétrica permite procedimentos diferenciados: enquanto para o pagamento ordinário, são concedidos 10 dias civis após o prazo de pagamento para a suspensão; nos casos em que a existên-

cia de instalações que alterem a operação dos equipamentos de medição é comprovada, a suspensão imediata é autorizada para evitar danos econômicos e mitigar riscos de segurança para a rede. Na Argentina, o Regulamento de Fornecimento e Conexão (Subanexo E) autoriza os distribuidores a suspender o serviço após quinze dias de atraso, aplicando também sobretaxas de 40% sobre a energia recuperada em casos comprovados de apropriação indevida. No entanto, depoimentos de empresas como a Edesur enfatizam que o bloqueio é usado apenas como último recurso após exaustas sessões de mediação, reconhecendo o risco de confrontos físicos e violência que as equipes enfrentam no solo.

As experiências operacionais dos distribuidores revelam que o corte no fornecimento, embora legal, apresenta limitações críticas em sua eficácia como incentivo para pagamento. Do ponto de vista da Enel Chile, essa medida é descrita como a mais impopular e, paradoxalmente, o pior mecanismo para fazer um cliente inadimplente regularizar sua situação, pois não aborda as causas profundas da falta de pagamento e incentiva o ciclo de substituição clandestina de si mesmo. Usuários que ficam isolados frequentemente recorrem a ligações diretas que não apenas perpetuam PNT, mas aumentam exponencialmente os riscos de incêndios, sobrecargas de transformadores e eletrocussões, afetando a qualidade do fornecimento para toda a comunidade ao redor. Além disso, quedas frequentes deterioram a relação entre o usuário e a empresa, pois o consumidor perde a confiança na capacidade do distribuidor de fornecer um serviço decente, o que, em contextos de baixa qualidade, pode agravar a rejeição da formalidade. Em contraste, a CRE RL relatou que, na Bolívia, as regulamentações proíbem explicitamente o corte do fornecimento em casos de furto detectado, forçando a empresa a manter o fluxo enquanto os procedimentos de sanção econômica e recuperação de energia são esgotados, permitindo o corte apenas em caso de dívidas ordinárias ou perigo iminente.

A transformação tecnológica liderada pela Infraestrutura Avançada de Medição (AMI) está redefinindo o paradigma de corte de energia, permitindo a transição de um ato de força manual para uma gestão digital e menos invasiva. Medidores inteligentes permitem desligamento remoto e capacidade de reconexão, eliminando os custos operacionais de deslocação das equipes e reduzindo o risco de agressão física contra o pessoal técnico em áreas de alto conflito. Uma das melhores práticas identificadas é a migração para limitadores de potência restrita ou digitais, como os implementados pela EPEC na Argentina que, em vez de interromper totalmente o fornecimento, reduzem a capacidade de carga da casa (por exemplo, para 20 ampères) para permitir o consumo básico. Essa abordagem educativa permite que o usuário mantenha o serviço enquanto é forçado a gerenciar sua demanda, evitando o dano social do apagão total e facilitando uma transição assistida para a formalidade.

Por fim, a sustentabilidade do poder de cortar setores vulneráveis depende de sua integração com medidas de inclusão social e regularização. A experiência do EPM na Colômbia e do DELSUR em El Salvador mostra que o corte não é financeiramente viável de forma recorrente se não for oferecida uma alternativa viável. A EPM assumiu um compromisso destacado com a energia pré-paga, que permite aos usuários pagar apenas pelo que precisam e evitar o acúmulo de dívidas inadmissíveis; A DELSUR, por outro lado, concentrou sua estratégia no financiamento para regularização, facilitando que usuários em condições irregulares formalizem seu fornecimento sem enfrentar barreiras econômicas intransponíveis. O uso de medidores pré-pagos em áreas de alta inadimplência provou ser uma “medida estrela” para transformar o relacionamento comercial, concedendo autonomia ao cliente e reduzindo drasticamente a necessidade de suspensões coercitivas. Assim, embora a prerrogativa de corte continue sendo uma pedra angular da segurança jurídica e da disciplina de mercado na região, seu su-

cesso moderno reside em sua capacidade de se tornar um componente de um sistema abrangente de gestão da integridade da rede, onde a tecnologia digital e o apoio comunitário garantem que a recuperação da renda não seja alcançada às custas da fratura do tecido social.

7.3.2. Judicialização

A judicialização das PNT constitui o conjunto de processos e ações legais, tanto na esfera criminal quanto administrativa, visando sancionar o furto de energia e garantir a recuperação efetiva da receita não recebida pelas empresas distribuidoras. No âmbito da gestão moderna de rede, essa medida deixou de ser uma resposta reativa baseada em inspeções físicas manuais para se tornar um modelo abrangente de defesa de renda que incorpora tecnologias de medição inteligente (AMI), analítica avançada e inteligência artificial para fortalecer a capacidade probatória perante os tribunais. A judicialização busca transformar irregularidades técnicas em uma consequência jurídica concreta, enviando um sinal de disciplina de mercado que desencoraja a reincidência e protege a integridade da infraestrutura crítica nacional.

A judicialização opera fundamentalmente sob dois caminhos: o criminal, voltado para a sanção punitiva do crime de fraude de fluidos, e o administrativo ou contratual, focado na restauração do equilíbrio econômico por meio da coleta retroativa da energia consumida. Uma das principais vantagens de um sistema judiciário eficiente é a geração de um efeito real de dissuasão; Por exemplo, a disseminação de sentenças condenatórias eficazes na mídia contribui para que a sociedade perceba o furto de energia como furto com consequências tangíveis. Também permite que as empresas recuperem fluxos de caixa vitais que, de outra forma, se tornariam perdas financeiras diretas ou encargos transferidos injustamente para usuários que pagam suas contas em dia.

No entanto, a implementação dessas estratégias enfrenta barreiras estruturais significativas na América Latina. A congestão nos sistemas judiciais faz com que os processos criminais sejam excessivamente lentos; em países como a Colômbia, um caso de fraude pode levar de sete a oito anos para que a sentença seja aplicada, levando à percepção de impunidade. Além disso, há a lacuna de treinamento técnico para juízes e Ministério Público, que frequentemente subestimam a gravidade desses crimes diante de crimes com maior impacto social imediato. Além disso, há risco de confronto social em áreas de alta vulnerabilidade, onde ações legais sem o acompanhamento de programas de normalização podem levar à violência contra equipes de inspeção ou bloqueios territoriais.

Entrevistas e fontes documentais nos permitem identificar modelos contrastantes na abordagem da acusação legal contra fraudes. O Brasil se destaca por sua abordagem altamente integrada com as forças de segurança. A Enel Brasil relata colaboração próxima com a polícia, alcançando mais de 300 prisões por furto de energia em São Paulo em um único ano, o que reforça significativamente a disciplina de mercado. Essa eficácia é apoiada pela existência de unidades policiais especializadas em serviços delegados, permitindo prisões em flagrante delito que são difíceis de refutar em tribunal.

Na Colômbia, “defraudación de fluidos” é um crime, mas as empresas enfrentam processos judiciais extremamente longos, que podem durar entre 7 e 8 anos. A Enel Colômbia possui centenas de processos ativos perante o Ministério Público buscando transmitir a disciplina, embora os resultados das condenações efetivas sejam limitados. Por sua vez, a EPM destaca a importância dos acordos de serviços de especialistas com investigadores judiciais para fortalecer o corpo de provas, embora lamentem que os juízes nem sempre compreendam a complexidade técnica do setor elétrico.

No Peru, empresas como a Electro Dunas começaram a processar os casos de forma mais agressiva, alcançando sentenças de até 3 anos de prisão. O distribuidor usa essas sentenças em suas campanhas publicitárias para fazer a comunidade entender que furto é um roubo “como qualquer outro”. A CVC Energía também destaca que o acordo com a Polícia Nacional Peruana (PNP) foi fundamental para identificar ligações irregulares e gerar um efeito dissuasor que se espalha por “boca a boca” entre vizinhos.

O caso da ENSA no Panamá ilustra a frustração probatória. Apesar de documentar fraudes por meio de laboratórios técnicos, a empresa relata que perde 85% dos casos perante o regulador, que geralmente concorda com o cliente porque considera as evidências apresentadas insuficientes. Isso mostra que, sem um consenso normativo sobre o que constitui “prova total”, a judicialização administrativa pode ser estéril.

No Chile, as cooperativas agrupadas na FENACOPEL enfrentam extremas dificuldades para provar o consumo não registrado (CNR), além da violência rural, onde as equipes de inspeção em alguns casos são recebidas com armas de fogo, impedindo a coleta de evidências físicas. Na Argentina, distribuidores como a SECHEEP apontam que o furto de energia não é punido criminalmente em seu quadro atual, limitando sua ação à gestão comercial. Em contraste, a EDENOR está comprometida com a digitalização total do relatório de inspeção com fotos georreferenciadas para garantir que as evidências não possam ser questionadas devido à falta de rastreabilidade.

7.3.3. Normativa e regulação de perdas

As regras e regulamentos das perdas constituem a estrutura legal, técnica e administrativa que estabelece as regras fundamentais do jogo sob as quais os distribuidores de eletricidade devem gerenciar a energia não faturada. Essa área regulatória trata da capacidade legal da empresa para intervir, da

classificação das infrações e dos protocolos de proteção ao consumidor que regem a relação contratual. Na América Latina, a robustez desse arcabouço é decisiva, pois as PNT frequentemente sobrecarregam a capacidade operacional das empresas de entrar em territórios onde a informalidade é estrutural ou a segurança pública é comprometida.

Um arcabouço regulatório abrangente deve ser baseado em uma definição técnica e jurídica inequívoca do que constitui uma perda, separando com precisão aritmética as perdas técnicas – inerentes ao transporte físico – das não técnicas, derivadas do comportamento humano ou falhas administrativas. Nesse sentido, um dos problemas mais recorrentes na região é a obsolescência regulatória diante dos avanços tecnológicos. Depoimentos coletados em empresas como a Pluz Energía, no Peru, destacam que as regulamentações vigentes em seu mercado datam de 2006, época projetada para um parque de medidores eletromecânicos, o que deixa enormes brechas legais diante de fraudes modernas que envolvem a manipulação sofisticada de cartões eletrônicos ou a injeção de cargas na rede, que as antigas regulamentações não tipificam adequadamente. Essa falta de atualização enfraquece a posição legal das empresas perante os órgãos de controle, que frequentemente decidem a favor do usuário devido à impossibilidade de sustentar as evidências segundo protocolos que não refletem a realidade digital atual.

Em termos de boas práticas, a abordagem multisettorial para enfrentar as chamadas “áreas de risco” se destaca. No Brasil, empresas como Enel Rio e Equatorial operam sob regulamentos da ANEEL que começaram a reconhecer explicitamente a existência de áreas onde o crime organizado exerce um poder paralelo que impede a ação técnica. Essa classificação permite que o distribuidor defenda perante o regulador a impossibilidade física de reduzir perdas nesses territórios sem uma intervenção abrangente

do Estado, que inclua segurança e regularização da propriedade.

Um ponto recorrente de conflito regulatório é a assimetria de responsabilidades entre o distribuidor e o comercializador. Na Colômbia, foi identificado como um “ponto crítico” que o ônus de combater perdas recai quase exclusivamente sobre o operador da rede (RO), enquanto os comercializadores puros não arcam com os custos da energia roubada por seus clientes nem participam ativamente da inspeção dos equipamentos de medição, dos quais frequentemente são proprietários legais. Essa fragmentação dos incentivos permite que a fraude persista nos elos mais fracos da cadeia, ressaltando a necessidade de uma regulamentação que alinhe as obrigações de todos os agentes de mercado para que a luta contra a fraude seja sistêmica e não um esforço isolado daqueles que operam a infraestrutura.

Em relação à proteção do consumidor e à recuperação de dívidas, os distribuidores enfrentam realidades regulatórias contrastantes que impactam sua saúde financeira. A experiência em países como o Equador indica que estruturas regulatórias com forte foco na defesa dos usuários podem gerar barreiras administrativas significativas. Nesses contextos, os processos de reclamação em casos de proteção ao consumidor impõem altos padrões probatórios às empresas. Esse rigor processual, focado na proteção do cliente, frequentemente limita a capacidade dos distribuidores de materializar cobranças energéticas retroativas, mesmo diante de cenários com evidências técnicas de manipulação. Por outro lado, na Costa Rica, a ICE opera sob uma regulamentação que exige a recuperação de toda a energia não faturada e permite que o cliente seja cobrado pelos custos de inspeção e reparo, enviando um sinal claro de disciplina de mercado. Por sua vez, a experiência do Chile com a implementação de medidores inteligentes (AMIs) deixou uma lição valiosa para a região: qualquer mudança regulatória que afete a posse de ativos ou os custos

percebidos deve ser acompanhada por uma política robusta de comunicação pública; caso contrário, a oposição social e política pode desacelerar investimentos tecnológicos vitais.

Por fim, a regulação deve abordar a autonomia da gestão, especialmente em empresas públicas que frequentemente são mais expostas à interferência. A regulamentação moderna deve garantir que os investimentos contra as PNT sejam baseados na análise de dados e na lucratividade operacional, e não na disponibilidade política de fundos. Nesse sentido, a digitalização dos processos de campo, desde a detecção por algoritmos até a faturação automatizada, aparece como a ferramenta regulatória definitiva para garantir a rastreabilidade e integridade das provas legais, reduzindo a discricionariedade e melhorando a eficácia geral do sistema regulamentado.

7.3.4. Incentivos regulatórios e reconhecimento tarifário

Incentivos regulatórios e reconhecimento tarifário representam um dos pilares mais sofisticados e críticos na arquitetura institucional projetada para combater PNT. Esses tipos de medidas não se traduzem em ação física na rede, como blindagem ou inspeção, mas consistem no design de sinais econômicos precisos pelo regulador para alinhar os objetivos financeiros dos distribuidores com os padrões de eficiência operacional. A base dessa estratégia está no esquema de “regulação por incentivos”, onde o regulador estabelece um nível de perdas eficientes ou reconhecidas que a empresa pode repassar para a tarifa final do usuário. Sob essa lógica, se o distribuidor conseguir reduzir suas perdas reais abaixo da meta imposta, pode manter a diferença econômica como lucro adicional, mas se suas perdas excederem o limite reconhecido, a empresa deve absorver todo o custo financeiro da energia não faturada, o que pressiona diretamente sua lucratividade.

Essa abordagem oferece vantagens substanciais, proporcionando a viabilidade financeira necessária para realizar investimentos de longo prazo em tecnologias avançadas, como infraestrutura de medição inteligente (AMI), que frequentemente têm altos custos iniciais que não poderiam ser recuperados sem um quadro claro de remuneração. Além disso, a existência desses incentivos promove o que é chamado de “visão PNT” em toda a organização, tornando a redução de perdas não apenas uma tarefa da área comercial, mas um objetivo estratégico que permeia desde a manutenção da rede até o atendimento ao cliente. A longo prazo, um sistema que incentiva a eficiência permite que as tarifas sejam mais baixas e justas, evitando que usuários que pagam em dia arcam com os custos de ineficiências do sistema ou fraudes de terceiros.

No entanto, a implementação eficaz desses incentivos exige exigências rigorosas, começando pela necessidade de um cálculo extremamente preciso das perdas técnicas. Como as PNT geralmente são calculadas em base residual, subtraindo perdas técnicas e energia faturada do total de energia injetada, qualquer erro na modelagem técnica da rede distorce automaticamente o sinal PNT, punindo ou recompensando injustamente a empresa. O arcabouço regulatório também deve ser de estabilidade e previsibilidade exemplares, para que as empresas possam assumir riscos de investimento com a certeza de que as regras de remuneração não mudarão abruptamente ao longo da vida dos ativos.

Apesar de seus benefícios, existem barreiras críticas que podem neutralizar esses incentivos, sendo a mais notável a sensibilidade política que frequentemente interfere no desenho das tarifas, mantendo-as artificialmente baixas ou impedindo o reconhecimento dos custos reais, o que quebra o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e desencoraja o investimento privado. Algumas empresas de capital aberto, como a EPE SF da Argentina, sugerem

que a gestão de investimentos em equipes de tecnologia e inspeção está frequentemente sujeita a cortes ou oscilações políticas, o que contrasta com a maior inércia em relação à eficiência que os operadores privados tendem a demonstrar. Além disso, o reconhecimento tarifário frequentemente ignora fatores externos incontornáveis, como pobreza extrema ou insegurança em assentamentos informais. No Panamá, por exemplo, o regulador utiliza benchmarking baseado em empresas americanas operando em contextos socioeconômicos radicalmente diferentes, resultando em metas de eficiência irreais. Para mitigar isso, a ENSA alcançou o reconhecimento extraordinário de 60% das perdas nas chamadas “zonas vermelhas”, baseando seu pedido em dados oficiais de segurança pública que demonstram a impossibilidade física de atuar em certos territórios.

Olhando para o cenário regional, há paralelos e diferenças marcantes na forma como cada país aborda o reconhecimento das perdas. A Colômbia, sob a Resolução CREG 015 de 2018, estabeleceu um modelo inovador que permite que operadores com níveis críticos de perdas submetam Planos de Redução e Manutenção. Um aspecto destacado pela EPM e pela Enel Colombia é que esse arcabouço não apenas reconhece o custo da energia recuperada, mas também as despesas de Administração, Operação e Manutenção (AOM) especificamente associadas ao combate às PNT, entendendo que sustentar baixos níveis de perda exige um esforço operacional constante e não apenas um investimento inicial em ativos. Da mesma forma, a DELSUR em El Salvador obteve resultados excepcionais ao reconhecer 100% da perda técnica e metade da perda não técnica, o que lhe proporcionou oxigênio financeiro para reduzir suas perdas totais de 10% para 7% em um período de cinco anos por meio de uma gestão comercial transparente e eficiente.

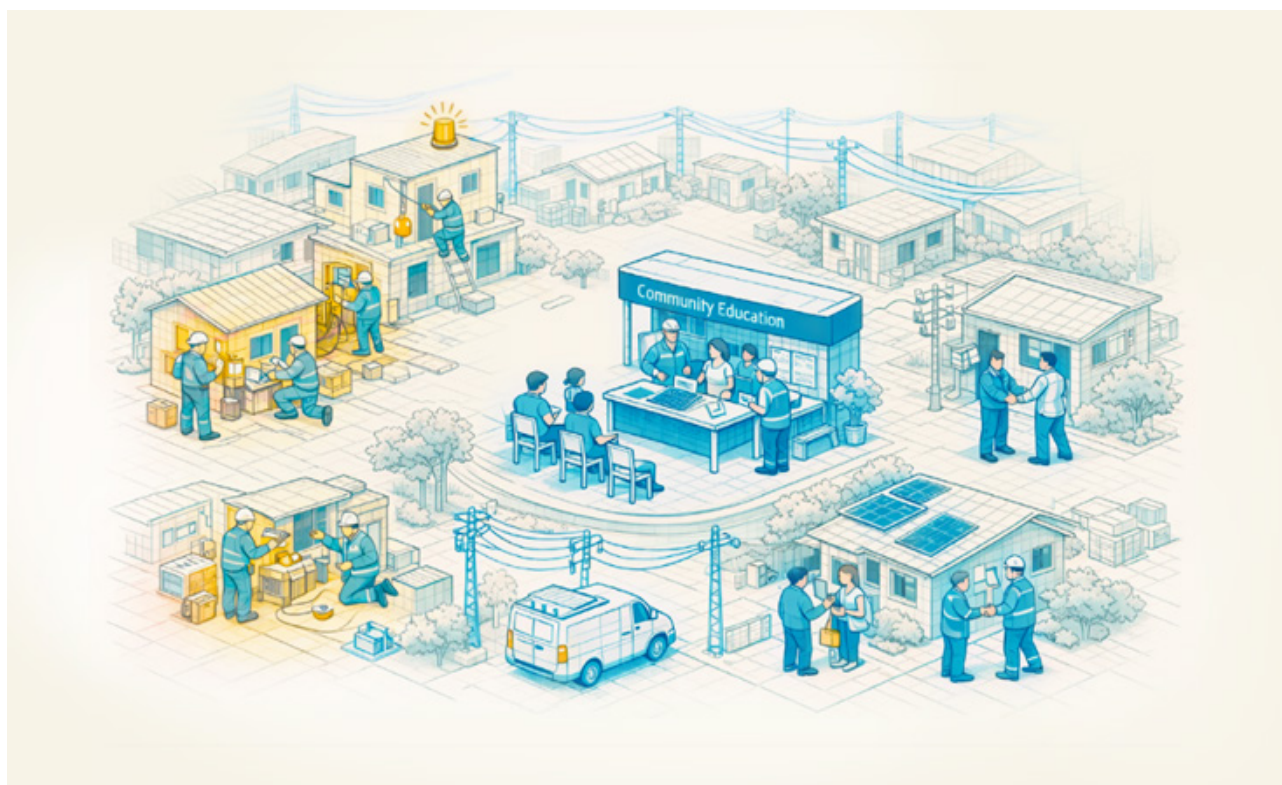
Em contraste, o modelo do Peru é baseado na “Empresa Modelo Eficiente”, onde o regulador estabelece um limite rigoroso de PNT, geralmente 2,56% em baixa tensão, baseado em uma rede teórica otimizada. Empresas como a Pluz Energía afirmaram que esse framework, originalmente criado em 2006, ficou atrás da evolução tecnológica da fraude, como mencionado na seção anterior. A diferença com os modelos da Colômbia ou do Brasil é que o sistema peruano exerce pressão constante em busca da máxima eficiência teórica, o que gerou controvérsias sobre se os custos operacionais em áreas de difícil acesso estão sendo plenamente reconhecidos. Um desincentivo semelhante é observado em Centrosur (Equador), que, apesar de ter uma das melhores taxas de perdas da região (cerca de 6%), o regulador reconhece exatamente esse valor, sem recompensar o esforço adicional para permanecer abaixo da média nacional, o que gera um senso de punição para as empresas mais eficientes.

No Brasil, a ANEEL aplica um modelo de Competição Métrica que utiliza variáveis socioeconômicas para agrupar distribuidores em clusters de complexidade semelhante. Segundo a Enel Brasil, para esse modelo e novas tecnologias como o pré-pago para trabalhar, a diferenciação tarifária é essencial para incentivar os usuários a adotarem esquemas de pagamento e consumo mais eficientes. Além disso, eles enfatizam a importância da comunicação proativa com o cliente para que o processo de inspeção não seja visto como uma penalidade arbitrária, mas como uma recuperação justa dos recursos. Por outro lado, na Costa Rica, o ICE opera sob uma métrica simples onde o regulador reconhece um máximo de 8,30% com base na média do mercado, forçando os sete distribuidores do país a competirem para ficar abaixo dessa marca e evitar perdas financeiras diretas.

Há casos em que o reconhecimento das perdas é transferido para o campo da política social, como ocorre com o SECHEEP na Argentina, que, por não possuir reconhecimento formal de tarifas pelo regulador para áreas de alta vulnerabilidade, depende de programas provinciais onde o governo financia diretamente o consumo em vilas e assentamentos medidos em subestações. Essa situação é semelhante às discussões no Chile, onde a Enel Chile enfrentou forte oposição social em 2019 à massificação dos medidores inteligentes (MILs), devido ao fato de não haver uma política pública clara que explicasse os benefícios do investimento ou quem deveria assumir a propriedade deles, o que acabou desacelerando a implantação tecnológica e forçando a revisão das regulamentações.

Por fim, é importante mencionar que a tendência regulatória moderna está começando a vincular a redução de perdas à sustentabilidade ambiental. Considerando que as PNT incentivam o consumo excessivo, já que não há um sinal real de preço para quem rouba energia, estima-se que esse fenômeno gera entre 5 e 6 milhões de toneladas de CO₂ anualmente na região. A integração das metas de redução de perdas nas estratégias nacionais de mudanças climáticas pode abrir novas fontes de financiamento verde, permitindo que investimentos em proteção de rede e digitalização sejam remunerados não apenas pela eficiência operacional, mas também pela contribuição para a descarbonização da economia.

7.4. ESTRATÉGIAS COMUNITÁRIAS E CONSCIENTIZAÇÃO



7.4.1. Campanhas de prevenção e segurança elétrica

Campanhas de prevenção e segurança elétrica representam uma mudança de paradigma na gestão das PNT na América Latina e no Caribe, passando de uma abordagem puramente punitiva para uma baseada em marketing social e gestão abrangente de riscos. Essa abordagem se baseia na premissa de que a comunicação sobre riscos de vida constitui um dissuasor muito mais poderoso e socialmente aceitável do que a ameaça de sanções legais ou multas financeiras. O escopo dessas iniciativas transcende o aviso técnico de se inserir na educação cívica e na transformação cultural, ligando o uso legal da energia à proteção da integridade física das famílias e da comunidade. Busca romper a justificativa social da fraude apresentando a manipulação das redes como atividades que colocam a saúde das pessoas em risco, como morte por eletrocussão, incêndios estruturais e perda de propriedade, transformando o furto de uma suposta “esperteza ou dano social” em um comportamento percebido como arriscado e criminoso.

Essas campanhas são implementadas sob o conceito de que o fator humano é o elo mais crítico na cadeia de distribuição. Empresas como a ESSA na Colômbia, com seu slogan “Conecte-se com a segurança, desconecte-se do perigo”, apresentam informações voltadas para destacar que as economias econômicas derivadas de um “gato” são percebidas como insignificantes diante do risco de incapacidade permanente ou perda de vidas. Além disso, o usuário é informado sobre a proteção da propriedade individual, alertando que ligações clandestinas, sem proteções como fusíveis de capacidade correta ou sistemas de aterramento, geram flutuações de tensão que podem destruir aparelhos cujo custo de substituição supera em muito o benefício da ilegalidade. De fato, a Pluz Energía, no Peru, indica que até sete em cada dez incêndios em áreas críticas têm origem em consumo irregular de eletri-

cidade, o que reforça a necessidade de usar a segurança como principal argumento para incentivar a denúncia cidadã.

As experiências coletadas por meio de distribuidores latino-americanos revelam uma diversidade de boas práticas que combinam tecnologia, criatividade presencial e comunicativa adaptada a cada território. No Equador, o EEQ identificou que as crianças atuam como multiplicadores de informação altamente eficazes, usando esquetes informativos e conteúdo cômico nas escolas para que a mensagem de risco chegue aos adultos, o que resultou em um aumento notável nos canais de reclamações de cidadãos por vizinhos que se sentem ameaçados pela fraude de outros. Na mesma linha, a SECHEEP na Argentina e a EDP no Brasil focam seus programas de conscientização no uso racional e eficiente desde a escola, integrando agentes que visitam o campo para incentivar a mudança das antigas tecnologias para lâmpadas de LED, humanizando a relação comercial. Por sua vez, a Enel Brasil optou pela transparência tecnológica e comunicação proativa, utilizando WhatsApp e YouTube para informar os clientes sobre os processos de inspeção, enviando mensagens claras quando uma irregularidade é detectada (Termo de Ocorrência e Inspeção - TOI) para garantir que o usuário entenda que não se trata de uma penalidade arbitrária, mas sim de uma recuperação da energia necessária para a justiça tarifária.

A Enel Chile implementou o Centro de Excelência, um laboratório que representa uma rede de distribuição em larga escala, energizada em condições seguras, para que a comunidade compreenda fisicamente os perigos da manipulação ilegal. Em contextos de alto conflito, como os relatados pela CVC Energía no Peru, a simples distribuição de panfletos informativos e o treinamento básico sobre curtos-circuitos possibilitou a redução dos indicadores de fraude mesmo em áreas onde equipes eram impedidas de acessar devido à agressividade dos usuários. Essa “energia com propósito” busca fa-

zer com que a população valorize o fornecimento formal não apenas como um serviço, mas como prova de residência que conceda dignidade e acesso a outros benefícios sociais, reduzindo o consumo excessivo ineficiente que caracteriza o furto e que gera entre 5 e 6 milhões de toneladas de CO2 anualmente na região devido à falta de incentivos para a economia.

A eficácia dessas campanhas também depende de sua capacidade de se adaptar a ciclos sazonais e geográficos. Alguns distribuidores intensificam seus alertas durante a temporada de festas, alertando sobre o risco de incêndios devido ao uso de luzes de Natal não certificadas e como um lembrete constante do perigo de interagir com a rede. No entanto, as empresas enfrentam barreiras críticas, como a desinformação gerada por grupos organizados que promovem a “cultura do não pagamento”, argumentando que energia é um direito livre, que exige apoio social contínuo por equipes multidisciplinares que incluem sociólogos e gestores comunitários.

Por fim, a tendência regional sugere que campanhas de prevenção só têm sucesso quando integradas a soluções de negócios e modernização tecnológica. A experiência da EPM na Colômbia, com mais de 300.000 clientes em energia pré-paga, e da Enel Colômbia, com sua iniciativa “Energia Segura para Todos”, demonstra que oferecer uma alternativa formal, segura e de baixo custo elimina a necessidade de recorrer a ligações artesanais. A blindagem das redes e a instalação de medidores em altura devem ser precedidas por mesas de diálogo com líderes locais para evitar rejeição da tecnologia. Segurança elétrica é a linguagem mais eloquente para proteger vidas e infraestruturas, demonstrando que um sistema com baixas perdas é mais resiliente e sustentável.

7.4.2 Legalidade e educação cívica

A legalidade e a educação cívica atuam na dimensão cultural e ética do usuário para transformar sua relação com o serviço de eletricidade. Esta categoria foca na construção de uma “cultura da legalidade”, onde o fornecimento de eletricidade não é mais percebido como um recurso inesgotável e livre ou um espólio político, e é reconhecido como um serviço público essencial que exige uma consideração justa para garantir sua qualidade, expansão e segurança. Na América Latina, esse desafio é particularmente complexo devido à persistência de uma norma social que frequentemente trata a eletricidade como um direito absoluto desvinculado do dever de pagar, o que gera “armadilhas de ineficiência” onde o furto é socialmente tolerado e, às vezes, incentivado. Portanto, o escopo dessas medidas busca romper o ciclo da informalidade por meio do marketing social, transparência na comunicação dos custos reais da fraude e criação de um senso de pertencimento e responsabilidade compartilhada entre a empresa distribuidora e a comunidade.

As melhores práticas migraram para modelos de gestão comunitária e inclusão social, reconhecendo que penalidades mais severas sozinhas entram em conflito com a realidade da pobreza energética e da fraqueza institucional. O BID enfatiza que a tolerância a perdas é ineficaz para promover a equidade, já que os custos da energia roubada acabam sendo repassados aos usuários legais ou degradam a qualidade do serviço dos mais vulneráveis, que não têm recursos para se proteger contra a instabilidade de tensão. Nesse sentido, uma boa prática identificada é o uso da teoria da troca, onde a empresa oferece segurança, estabilidade patrimonial e dignidade (como a fatura como prova de residência para acesso a microcréditos) em troca da formalização do

As experiências documentadas por distribuidores latino-americanos mostram trajetórias diferentes para promover a formalização e a ética cidadã. No Peru, empresas como a Electro Dunas optaram por um discurso direto e dissuasor, lançando campanhas que alertam que “quem roubar energia vai para a cadeia”, usando sentenças judiciais reais de até três anos de prisão para educar sobre a natureza criminal do furto. Em contraste, a EPM na Colômbia desenvolveu um modelo de gestão social profunda, onde o pilar não é o corte do serviço, mas o acompanhamento de gestores sociais que atuam como pontes com líderes comunitários para introduzir energia pré-paga. Essa solução possibilitou conectar mais de 300.000 clientes vulneráveis ao sistema formal, permitindo que eles gerenciem seu consumo de acordo com seu fluxo de caixa diário e eliminando a necessidade de recorrer a ligações artesanais perigosas.

A estratégia da Enel Brasil no âmbito do programa “Energia Legal” integra supervisão técnica com educação, levando escritórios móveis às comunidades para negociar dívidas e realizar inspeções conjuntas com a população. Um paralelo interessante pode ser visto na Argentina, onde a EPEC e a EPESF desenvolveram programas específicos de “inclusão de eletricidade” para bairros e vilas populares, dialogando de perto com governos provinciais e municipais. Essa estratégia envolve a realização de obras de infraestrutura antes da regularização comercial, estabelecendo-as como condição indispensável para garantir a segurança da eletricidade e a sustentabilidade da formalização. Nesses contextos, a educação cívica inclui ensinar o uso responsável da energia aos líderes de bairro, alcançar uma mudança cultural que se reflete em uma taxa maior de permanência e menor reincidência de fraudes.

Por sua vez, a DELSUR em El Salvador identificou que a formalização requer incentivos econômicos diretos, como o financiamento de instalações elétricas internas, eliminan-

do a barreira técnica inicial que impede famílias de baixa renda de legalizarem. Por fim, a tendência regional sugere que a legalidade deve estar ligada à sustentabilidade ambiental, comunicando que a redução de perdas não é apenas um objetivo financeiro, mas uma contribuição direta para a redução das emissões de CO2 e para a resiliência climática das cidades.

7.4.3 Trabalho comunitário e articulação

O trabalho comunitário e a articulação inter-setorial representam a fronteira mais avançada e necessária na gestão das PNT, operando sob a premissa fundamental de que o furto de energia não pode ser resolvido exclusivamente por uma abordagem técnica ou punitiva, já que suas raízes são profundamente socioeconômicas, políticas e ambientais. Essa categoria de medidas busca deslocar o eixo da intervenção para a construção de uma licença social para operar, entendida como o apoio e a confiança das comunidades que permitem à distribuidora executar suas funções em ambientes de alta complexidade social. O escopo dessas estratégias é holístico, integrando a modernização da infraestrutura com programas de conscientização social, coordenação com autoridades e criação de mecanismos de diálogo permanente que humanizem a relação entre empresa e usuário. Na região, as melhores práticas mostram que a redução das perdas só é sustentável quando está ligada à real melhoria da qualidade de vida das populações, transformando o fornecimento de eletricidade em uma “energia com propósito” que proporciona dignidade e segurança jurídica.

A desarticulação institucional é uma das principais armadilhas de ineficiência na região, já que a ausência de políticas sociais sólidas leva o Estado a tolerar o furto de energia como forma de transferência informal de recursos. Pelo contrário, as experiências bem-sucedidas têm sido baseadas em apoio institucional claro e em uma abordagem multisetorial que envolve não apenas

distribuidores, mas também entidades de planejamento territorial e segurança pública. Uma boa prática recorrente é o uso de marketing social, onde a empresa oferece estabilidade e proteção de ativos em troca da legalização do serviço. Em contraste, uma prática ruim comum tem sido a implementação de tecnologias avançadas, como medidores inteligentes, sem comunicação prévia adequada, o que, em contextos como o Chile, gerou forte oposição social e política que retardou a implantação tecnológica.

As experiências documentadas por distribuidores latino-americanos oferecem detalhes sobre como esse trabalho comunitário está enraizado no território. A Enel Brasil foi pioneira no uso de líderes comunitários, com uma rede de mais de 800 referentes que atuam como agentes de mediação para construir confiança e facilitar a entrada de equipes técnicas para realizar inspeções conjuntas, negociar dívidas e promover projetos de eficiência energética, como a substituição de geladeiras ou lâmpadas de LED, fazendo o usuário se sentir um parceiro no sistema e não uma vítima de supervisão. No Uruguai, a empresa UTE inovou com suas “brigadas de proximidade”, compostas por um técnico e um agente comercial, que visitam residências para aconselhar e consertar instalações internas gratuitamente como incentivo para formalização, garantindo que o cliente evite endividamentos não pagos.



O trabalho comunitário e a coordenação intersetorial representam a fronteira mais avançada e necessária na gestão dos PNTs

Na Argentina, empresas como a EPEC invertiram a lógica tradicional, avançando proativamente para assentamentos informais para individualizar cada família e acompanhar o processo de formalização por meio de trabalhos de baixa tensão que antecedem a inspeção, trabalhando lado a lado com os municípios no diagramamento dos lotes seguros. Por sua vez, a Edenor destaca a importância de trabalhar com fundações para treinar novos usuários no uso racional da energia, garantindo que seu consumo seja pago e evitando a recorrência de fraudes devido a contas impagáveis. No entanto, o caminho não é isento de barreiras; Em áreas de severas restrições operacionais, as empresas enfrentam oposição de grupos organizados que promovem uma “cultura de não pagamento”, forçando os distribuidores a coordenar suas operações de fechamento e regularização com o apoio das forças de segurança, como nos casos relatados pela Electro Dunas no Peru e pela SAESA no Chile.

A República Dominicana oferece um modelo distinto por meio dos “Comitês de Monitoramento e Ligação” (COSE) e da assinatura de “Pactos Sociais” entre comunidades e distribuidores. Nesses acordos, a empresa se compromete a melhorar a continuidade do fornecimento e reparar redes perigosas, enquanto a comunidade assume a responsabilidade de não fazer ligações ilegais e denunciar manipulações suspeitas, criando um sistema de co-responsabilidade que possibilitou reduzir significativamente as perdas comerciais. Esse tipo de inovação mostra que o trabalho comunitário deve ser flexível e adaptado à realidade física de cada assentamento para ser eficaz.

7.5. LIMITES DA ABORDAGEM PUNITIVA

No entanto, a eficácia das barreiras físicas e do combate legal encontra uma fronteira intransponível na realidade social dos territórios. A experiência operacional mostra que, em contextos de alta vulnerabilidade e exclusão urbana, a fraude nem sempre responde a uma decisão oportunista de maximizar lucros, mas sim a uma estratégia de subsistência na ausência de alternativas formais. Em assentamentos onde o Estado está ausente – sem títulos de propriedade, traçados de ruas ou infraestrutura pública – a conexão irregular torna-se a única forma de acessar um serviço essencial. Nesses cenários, medidas puramente coercitivas, como desligamentos repetidos ou redes de blindagem, tendem a gerar um ciclo exaustivo de religações imediatas e conflitos sociais, sem resolver a causa raiz do consumo não registrado.

Diante dessa evidência, os distribuidores começaram a distinguir entre irregularidade maliciosa e exclusão estrutural, reconhecendo que existe um segmento relevante de usuários que, vivendo à margem do sistema, expressa disposição para regularizar sua situação para acessar um serviço seguro e de qualidade. Essa leitura levou as empresas a complementar sua gestão de perdas com áreas especializadas de gestão social e inclusão, além de estabelecer alianças com municípios e agências estaduais. O objetivo não é mais apenas proteger a rede para integrar o usuário, sob a premissa de que a solução sustentável não está em impedir o acesso, mas em construir as condições técnicas, econômicas e legais para que o pagamento seja viável. É justamente esse repertório de soluções que o Eixo 3 aborda.



EIXO 3: REGULARIZAÇÃO E INCLUSÃO SOCIAL

8.1. NECESSIDADE DE REGULARIZAÇÃO

As evidências coletadas em entrevistas mostram que uma parte relevante das PNT na região é sustentada em situações estruturais de informalidade e exclusão do serviço, onde há usuários sem contrato, sem medidor ou com ligações irregulares em assentamentos precários ou áreas periurbanas de alta vulnerabilidade, conforme explicado pela UTE, SAESA e CENS. Nesses contextos, a lógica de controle baseada apenas em detecção e inspeção tende a gerar resultados transitórios: um ponto é interrompido, mas a irregularidade rapidamente reaparece se um caminho viável para a formalidade não for habilitado, segundo UTE e ESSA. Além disso, Electro Dunas e ESSA relatam restrições operacionais e de segurança que limitam a capacidade de inspeção sustentada no campo, o que reforça a necessidade de abordagens que combinem gestão técnico-comercial com estratégias sociais e territoriais.

Nesse contexto, a regularização é entendida como uma condição habilitadora para uma redução sustentável das PNT, pois busca converter consumo irregular em fornecimento formal, com medição, faturamento e canais de serviço estáveis, reduzindo riscos elétricos e melhorando a continuidade do serviço. A experiência da ENSA e da SAESA sugere que esse processo geralmente requer articulação com atores públicos em questões de legalização de terras, autorização de fornecimento e abordagem multissetorial (por exemplo, assentamentos ilegais onde a formalização excede a capacidade do distribuidor para ação unilateral). Consequentemente, a regularização não é uma medida isolada, mas um processo que permite que clientes com altos níveis de vulne-

rabilidade socioeconômica sejam tratados de forma diferente e sustentem a redução das perdas além do ciclo reativo de corte (UTE e Enel Brasil).

8.2. INSTRUMENTOS HABILITADORES

Em contextos onde as PNT estão associados à exclusão do serviço, informalidade persistente e vulnerabilidade socioeconômica, as empresas entrevistadas descrevem instrumentos “habilitadores” que complementam controle e supervisão. Esses instrumentos buscam (i) incorporar clientes ao sistema formal com apoio social e adaptação territorial; (ii) evitar que a rigidez da dívida e da cobrança leve à irregularidade da recaída; e (iii) reduzir barreiras econômicas ao acesso por meio de tarifas sociais ou subsídios, favorecendo a sustentabilidade da relação contratual.

8.2.1. Inclusão energética

A inclusão energética é apresentada como um conjunto de práticas voltadas a construir a fidelização dos usuários ao sistema formal em bairros vulneráveis, reduzir riscos elétricos e criar condições para uma cultura de pagamento. Um elemento recorrente é o trabalho de proximidade e a presença sustentada no campo; por exemplo, a EPEC SAU implementou programas que combinam regularização com treinamento de referentes do bairro sobre uso responsável da energia e apoio nos procedimentos e gestão de consultas/pagamentos. Em lógica semelhante, o CENS relata a criação de equipes ou linhas de gestão social para conectar usuários em assentamentos, incluindo a execução de infraestrutura associada à formalização e mitigação de riscos de origem elétrica.

Outra boa prática mencionada pelo SE-CHEEP e EEQ é a estruturação de dispositivos específicos para a abordagem territorial: equipes dedicadas que visitam bairros, coletam informações e gerenciam a regularização, ou projetos focados para alcançar áreas vulneráveis e reduzir conflitos associados a setores historicamente não medidos. No Uruguai, a segmentação explícita de “clientes sem inclusão” é descrita como um grupo que requer tratamento diferenciado, articulando estratégias de controle com um projeto de inclusão social (UTE). Na mesma linha, a UTE destaca a incorporação de brigadas de proximidade compostas por um perfil técnico e comercial, com o objetivo de regularizar e acompanhar o cliente para evitar que ele fique “preso” em dívidas impagáveis, reportando um aumento no número de clientes formalizados após a intervenção.

Por fim, várias empresas (SAESA, ENSA e Enel Brasil) apontam que, em campos ou assentamentos ilegais, a inclusão energé-

tica depende de condições externas (legalidade da terra, coordenação e segurança do Estado), então o instrumento chave é a articulação multissetorial (municípios/Estado e outros serviços), e até mesmo o uso de processos de regularização de outros serviços, como a água, para facilitar a regularização da eletricidade. Na mesma linha, a EDEQ facilitou o acesso seguro ao serviço para 1.900 famílias em condições precárias por meio de trabalho conjunto com as autoridades municipais, conseguindo reduzir os riscos de eletricidade para esses clientes. A experiência também levanta uma reflexão fundamental: as perdas geradas pela falta de controle urbano – cuja origem está em decisões de planejamento territorial além do controle do operador da rede – não devem ser assumidas pelo mercado como um todo, mas exigir mecanismos regulatórios que envolvam as entidades departamentais responsáveis, articulando soluções técnicas com responsabilidades institucionais mais amplas.



8.2.2 Flexibilidade de pagamento

A flexibilidade de pagamento aparece como um mecanismo para sustentar a regularização e evitar recaídas em ligações irregulares devido à incapacidade de pagamento ou ao acúmulo de dívidas. Entre as práticas relatadas pela CVC Energía estão acordos de pagamento com termos definidos e aceitação por ambas as partes, acompanhados de comunicação ativa de cobrança para antecipar inadimplência e manter o vínculo com o cliente. Em cooperativas como a CRE RL, são mencionados esquemas graduais onde as facilidades são oferecidas e, somente no final, o fornecimento é cortado, o que opera como um processo progressivo antes de medidas mais invasivas. No Chile, é descrito o uso de facilidades de pagamento e campanhas de recuperação com foco em clientes dispostos a regularizar, aproveitados por altos níveis de cobrança.

Um instrumento específico apontado pela UTE como alternativa ao corte total é a redução da energia contratada para certos segmentos ligados à inclusão social, de modo que o cliente mantenha um fornecimento mínimo e acessível ao transitar para a formalidade. Além disso, a EDEA alerta que, ao regularizar negócios ou suprimentos com histórico irregular, a dívida pode estar associada a ocupantes anteriores, portanto, são necessários critérios de tratamento da dívida que não bloqueiem a formalização.

Ao mesmo tempo, o pagamento antecipado (pagar antes de consumir) é relatado como uma ferramenta de flexibilidade e controle, com diferentes variantes: corte automático quando o saldo se esgota, fornecimento de mecanismos de energia ou recarga “emergenciais” e descontos/retenções para amortizar dívidas anteriores (ESSA, ENSA e EPM). Para melhorar a acessibilidade, o EPM destaca a habilitação de múltiplos canais de recarga (banco, negócios de bairro, terceiros), reconhecendo que parte da população prefere pontos presenciais próximos. SECHEEP e Centrosur também mencionam pilotos pré-pagos limitados e avaliações de aplicabilidade por segmento.

8.2.3 Apoio econômico direto

O apoio econômico direto é expresso principalmente por meio de tarifas sociais, tarifas diferenciadas e subsídios, como instrumentos para reduzir barreiras de acesso e melhorar a sustentabilidade da regularização em segmentos altamente vulneráveis. A necessidade ou existência de tarifas diferenciadas para populações vulneráveis é relatada, enfatizando que a sustentabilidade do esquema requer a provisão para a substituição/manutenção de equipamentos ao longo do tempo (SECHEEP). Em cooperativas, CRE RL descreve uma taxa de solidariedade regulada, aplicando descontos para usuários de baixa renda. Na Argentina, a EDEA menciona uma tarifa regulada e coordenada para acompanhar a formalização, embora com desafios em sua implementação quando o ponto de partida era a alta prevalência de ligações ilegais. Também é destacado que existe um universo relevante de clientes em extrema vulnerabilidade que requer tratamento diferenciado dentro da estratégia de regularização (EPEC SAU).

Do ponto de vista gerencial, a EEQ destaca que a administração de subsídios geralmente é organizada como uma função específica (área administrativa), com as transferências estatais operando como controle monetário associado ao acesso ao serviço. Por fim, observa-se o uso da segmentação de clientes para definir esquemas tarifários ou condições de relacionamento comercial voltadas para melhorar a cobrança e a equidade de acesso em segmentos com histórico de irregularidades ou vulnerabilidade (Enel Chile).

8.3. INCLUSÃO SOCIAL E SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA

As experiências reunidas em entrevistas concordam que a regularização dos suprimentos em contextos de vulnerabilidade só é eficaz se for acompanhada por condições econômicas e sociais que permitam que o vínculo contratual seja sustentado ao longo

do tempo. Nesse sentido, a inclusão social não se limita ao acesso inicial ao serviço formal, mas é expressa em mecanismos que garantem a continuidade do pagamento, redução da reincidência e viabilidade financeira tanto para o usuário quanto para a empresa de distribuição.

Sob essa perspectiva, as boas práticas identificadas focam em três dimensões complementares: o uso estratégico de tarifas sociais, a gestão ativa da dívida associada à regularização e o acompanhamento comunitário como apoio ao processo.

8.3.1. Tarifas sociais

Tarifas sociais aparecem como um elemento estrutural para sustentar a regularização em segmentos altamente vulneráveis, permitindo que a oferta formal seja economicamente acessível e reduzindo o risco de retorno à irregularidade. Diferentemente de seu papel como instrumento de acesso, nessa dimensão as entrevistas destacam sua função como mecanismo para estabilizar o pagamento ao longo do tempo.

Empresas como SECHEEP, CRE RL e EPEC SAU apontam que a existência de tarifas sociais ou de solidariedade permite consolidar a relação contratual após a regularização, desde que haja clareza nos critérios de elegibilidade e na provisão de financiamento para a operação e manutenção do esquema. Nesse sentido, enfatiza-se que a sustentabilidade do instrumento depende de sua articulação com políticas públicas e transferências estaduais, evitando que o ônus recaia exclusivamente sobre o distribuidor.

Da mesma forma, a EEQ e a Enel Chile destacam a importância da segmentação de clientes para atribuir condições tarifárias diferenciadas, permitindo que o tratamento comercial seja ajustado de acordo com níveis de vulnerabilidade e comportamento histórico, com impactos positivos na cobrança e permanência no sistema formal

8.3.2. Gestão de Dívidas

A gestão de dívidas surge como um fator crítico para evitar que a regularização leve a novos ciclos de inadimplência e desconexão. As entrevistas mostram que, em muitos casos, a dívida acumulada (real ou estimada) constitui uma barreira mais relevante do que a própria tarifa para sustentar a oferta formal.

Distribuidores como UTE, CVC Energía e EDEA reportam práticas voltadas para desvincular a formalização do pagamento imediato de dívidas históricas, por meio de acordos, refinanciamento ou tratamento diferenciado da dívida associada a ocupantes anteriores. Essa abordagem busca priorizar a regularidade futura em detrimento da recuperação total do passado, reduzindo a probabilidade de abandono do sistema formal.

Além disso, são mencionadas estratégias alternativas ao corte de corte, como a redução da energia contratada em casos específicos, que permitem manter um fornecimento mínimo e pagável enquanto estabilizam a situação financeira do cliente (UTE). Essas práticas reforçam a ideia de que a gestão da dívida não é apenas um mecanismo financeiro, mas uma ferramenta para a retenção e sustentabilidade do vínculo comercial.

8.3.3. Acompanhamento comunitário

Por fim, o acompanhamento comunitário é identificado como um fator habilitador para sustentar os efeitos da regularização ao longo do tempo, especialmente em territórios onde a informalidade tem sido a norma histórica. Mais do que uma ação isolada, as empresas descrevem esse acompanhamento como uma presença sustentada pós-regularização, voltada para prevenir recaídas e resolver atritos precoces.

Experiências da EPEC SAU, CENS e Centrosur destacam o papel das equipes territoriais que continuam a interagir com líderes

de bairro após a formalização, apoiando processos de faturamento, uso eficiente da energia e resolução antecipada de problemas comerciais. Esse monitoramento possibilita detectar sinais precoces de delinquência ou desconexão informal e agir antes que a perda não técnica seja restabelecida.

Nesse sentido, o acompanhamento comunitário opera como um mecanismo para fechar o processo de regularização, reforçando a aceitação social da oferta formal e contribuindo para a sustentabilidade financeira da estratégia como um todo.

8.4. PAPEL DA EMPRESA EM CONTEXTOS DE INFORMALIDADE

As entrevistas mostram que, em territórios onde a informalidade é estrutural, a empresa distribuidora assume um papel que ultrapassa a gestão técnico-comercial tradicional, atuando na prática como um ator de linha de frente na gestão de conflitos sociais, territoriais e de acesso ao serviço. Nesses contextos, as PNT não respondem apenas a comportamentos individuais, mas também a dinâmicas coletivas associadas à precariedade habitacional, ausência de títulos de propriedade e fraca presença estatal, o que redefine a margem de ação da empresa.

UTE, SAESA e ENSA apontam que o distribuidor geralmente é o primeiro. E às vezes o único ator institucional presente no território, enfrentando demandas por acesso ao fornecimento mesmo quando não há condições legais ou de planejamento urbano. Essa situação enfatiza o mandato regulatório de controlar as perdas com expectativas sociais de prestação de serviços, forçando as empresas a adotar decisões operacionais que busquem conter a eletricidade e o risco social, mesmo que nem sempre levem à regularização imediata.

Nesse contexto, várias empresas destacam a necessidade de diferenciar explicitamente o tratamento das PNT em contextos de informalidade em relação a outros tipos de

perdas, evitando aplicar esquemas de controle padrão que sejam ineficazes ou contraproducentes. UTE e Enel Brasil enfatizam que ações unilaterais baseadas em cortes massivos ou inspeções repetidas tende a escalar o conflito e não reduzem as perdas de forma sustentável, reforçando a importância de uma intervenção gradual e territorializada.

Do ponto de vista operacional, a EPEC SAU e o CENS descrevem que o papel da empresa é reconfigurado para funções de articulação e mediação, coordenando com municípios, agências habitacionais, serviços sociais e forças de segurança para possibilitar intervenções mais abrangentes. Nesses casos, o distribuidor atua como articulador técnico do processo, fornecendo informações sobre riscos elétricos, viabilidade de sequências de fornecimento e intervenção, mas reconhecendo que a resolução da informalidade excede sua competência direta.

Da mesma forma, Electro Dunas e ESSA relatam que restrições de segurança para o pessoal no campo influenciam decisivamente a definição do papel empresarial, priorizando estratégias que reduzem a exposição a conflitos em vez de ações coercitivas sustentadas, por exemplo, intervenções programadas, trabalho com líderes comunitários ou implantações conjuntas com autoridades locais. Essa adaptação operacional é apresentada como uma condição necessária para manter a presença em áreas críticas e evitar a perda total de controle sobre a rede.

Por fim, várias entrevistas concordam que a distribuidora desempenha um papel fundamental na geração de condições de transição entre informalidade e formalidade, mesmo quando o processo não pode ser concluído imediatamente. SAESA, ENSA e Centrosur destacam a importância de avançar em soluções intermediárias (gestão de rede, mitigação de riscos, identificação de usuários) que permitam estabilizar o sistema enquanto facilitadores externos, como regularização de terras ou decisões de políticas públicas, são resolvidos.

EXIBINDO MEDIDAS – FICHAS

Com o objetivo de sistematizar e comunicar de forma clara as experiências e ferramentas identificadas no estudo, foi desenvolvido um sistema de fichas padronizadas que organiza as informações em três níveis complementares, seguindo uma lógica que avança de uma visão geral para níveis crescentes de especificidade. Essa estrutura busca facilitar a compreensão dos conteúdos, orientar a leitura do documento e articular seus diferentes níveis de análise de maneira ordenada.

O primeiro nível corresponde a uma ficha geral do estudo, que sintetiza os três eixos de análise, seus respectivos subcritérios e as medidas associadas a cada um, por meio de uma codificação visual diferenciada. Essa ficha cumpre uma função introdutória e de navegação, pois permite ao leitor reconhecer de forma imediata a estrutura global do estudo e se orientar dentro de seus principais componentes. Além disso, incorpora hiperlinks que facilitam o acesso às seções correspondentes, articulando a leitura entre os diferentes níveis do sistema de fichas.

O segundo nível é composto pelas fichas por eixo, cujo propósito é apresentar de maneira estruturada os alcances e âmbitos de ação, bem como seu contexto geral de implementação. Essas fichas oferecem uma visão intermediária entre a visão geral do estudo e as medidas específicas, facilitando a compreensão da organização interna de cada âmbito.

O terceiro nível corresponde às fichas de medidas ou ferramentas específicas, elaboradas para sintetizar as informações essenciais das medidas identificadas dentro dos diferentes subcritérios. Essas fichas seguem uma estrutura comum composta pela definição geral da medida, seus benefícios, habilitadores e desafios de implementação.

Sua orientação é principalmente analítica e aplicada, pois permitem identificar as condições que favorecem sua adoção, os principais obstáculos observados na prática e as vantagens que podem gerar em termos operacionais, comerciais ou de gestão. Adicionalmente, incluem referências às empresas distribuidoras e aos países da América Latina onde se registram experiências de implementação dessas medidas.

Em conjunto, o sistema de fichas foi concebido para guiar a leitura do estudo de forma progressiva e articulada. A ficha geral constitui o ponto de entrada; o nível intermediário apresenta a estrutura interna de cada eixo; e o nível específico concentra as informações particulares de cada medida. Dessa forma, o sistema permite transitar de uma visão global do estudo para o detalhamento das ferramentas identificadas, articulando seus diferentes níveis de análise em uma sequência clara. Com isso, facilita uma compreensão progressiva do conteúdo e o transforma em um recurso útil para consulta, comparação e aplicação prática por parte dos diversos atores do setor.

Na seção de anexos, é possível encontrar parte das fichas desenvolvidas neste estudo. Além disso, o conjunto completo de fichas pode ser consultado no [Repositório Colaborativo](#) do estudo, onde se consolida a experiência levantada em torno da implementação de medidas e práticas de gestão para a redução de perdas não técnicas. Essa plataforma prevê atualizações periódicas voltadas à manutenção da atualidade das informações publicadas, especialmente no que se refere à regulação e à normativa técnica aplicável. Conta também com uma seção destinada a sugestões e comentários dos usuários, com o objetivo de identificar possíveis erros e fortalecer progressivamente a qualidade das informações disponíveis.

A análise das linhas de intervenção mostra que as empresas distribuidoras possuem um portfólio técnico e comercial robusto para lidar com irregularidades. No entanto, as evidências coletadas nas entrevistas sugerem que a disponibilidade de tecnologia ou recursos de inspeção é uma condição necessária, mas não suficiente, para o controle efetivo das PNT.

A análise comparativa nos permite identificar que o desempenho dessas medidas depende, em grande parte, de variáveis organizacionais e estratégicas que atravessam as diferentes áreas da empresa. Além da especificidade de cada ferramenta, padrões comuns de manejo são observados nas experiências que conseguiram sustentar seus indicadores ao longo do tempo. Abaixo, são sistematizados quatro fatores críticos que, de acordo com a experiência operacional dos atores consultados, atuam como condições viáveis para a viabilidade da estratégia de recuperação.

Continuidade institucional. O primeiro fator determinante está na transição de uma lógica de projeto para uma lógica de processo contínuo. Evidências indicam que PNT se comportam como uma variável elástica: elas diminuem sob pressão, mas se recuperam imediatamente quando a gestão relaxa. Portanto, é necessário internalizar o controle de energia como uma função permanente da operação, análoga à manutenção da rede e não como uma iniciativa transitória.

Higiene de dados. A priorização da qualidade da informação é estabelecida como pré-requisito para a inteligência analítica. Embora haja uma tendência à incorporação de modelos preditivos, a eficácia dessas ferramentas é limitada se forem construídas

sobre bancos de dados precários. A experiência operacional sugere que a sanitização da informação básica é a condição habilitadora de qualquer estratégia moderna, já que a sofisticação algorítmica não compensa as deficiências na governança de dados.

Disciplina operacional. A gestão bem-sucedida exige controle rigoroso do fator humano, já que a tecnologia de medição mantém certo grau de vulnerabilidade à interação física. O risco de conluio ou corrupção operacional força à implementação de práticas como a rotação sistemática de pessoal e a especialização de equipes dedicadas exclusivamente ao controle de perdas, mecanismos necessários para evitar a geração de vícios na relação entre técnicos e clientes. Da mesma forma, esse controle deve considerar as restrições de segurança do ambiente, migrando para estratégias tecnológicas de escudo e telemetria em áreas onde a integridade do pessoal é comprometida.

Realismo contextual. Por fim, a viabilidade da estratégia depende do reconhecimento dos limites da ação empresarial diante da informalidade urbana. Há consenso de que o distribuidor não pode compensar a ausência de planejamento territorial; Quando ocorre irregularidade em acordos não reconhecidos, soluções técnicas são insustentáveis sem autorização legal prévia. Nesses cenários, a principal barreira geralmente é administrativa, já que regulamentos frequentemente impedem a eletrificação formal sem validação da autoridade local. Consequentemente, a regularização exige necessariamente a ação do município para preparar a área para o planejamento urbano, uma condição essencial para que a empresa possa implementar sua gestão comercial dentro de um marco de legalidade.

Uma revisão das estratégias de gestão de PNT na América Latina nos permite concluir que esse fenômeno não é uma simples externalidade operacional a ser corrigida, mas um sintoma da complexa relação entre o serviço de eletricidade e a estrutura social da região. A persistência de níveis significativos de perdas, mesmo em contextos de investimento sustentado, sugere que a abordagem tradicional – focada exclusivamente na busca e proteção – embora necessária, é insuficiente por si só para enfrentar a raiz do problema, exigindo ser complementada com dimensões de gestão mais abrangentes.

A primeira reflexão que este estudo traz é a necessidade de superar a visão binária do usuário. A classificação rígida entre “cliente comum” e “fraudador” é insuficiente para abordar a vasta área cinzenta da irregularidade, onde oportunismo criminoso coexiste com exclusão estrutural. Os distribuidores que lideram a recuperação de energia são aqueles que desenvolveram sensibilidade para distinguir essas nuances e aplicar o remédio adequado: rigor criminal para fraudes industriais e comerciais massivas, mas pontes de inclusão e flexibilidade para vulnerabilidade residencial.

Segundo, constata-se que a tecnologia é um facilitador, não uma solução. Digitalização, medição inteligente e análise de dados transformaram a visibilidade no problema, possibilitando a transição de varreduras às cegas para intervenções cirúrgicas. No entanto, a tecnologia não substitui a gestão territorial ou a vontade política. Um medidor inteligente em um bairro onde a polícia não entra ou onde não existe uma cultura de pagamento é um ativo em risco, não uma solução. A modernização da rede deve ser invariavelmente acompanhada por modernização na gestão social e comunitária da empresa.

Por fim, o desafio das PNT nos convida a repensar o papel do distribuidor no século XXI. Em um cenário de transição energética, onde a rede deve ser flexível, digital e participativa, o peso da ineficiência financeira e operacional causada pelas perdas é insustentável. Resolver esse desafio implica que o distribuidor deixa de se ver apenas como operador de cabos e transformadores, mas sim como um agente ativo na formalização econômica e integração social dos territórios que atende. A recuperação de perdas, no fim das contas, não é apenas uma métrica de lucratividade; É o processo de construir uma cidadania energética plena, onde o acesso a um serviço de qualidade e o pagamento justo são dois lados da mesma moeda.

DESAFIOS REMANESCENTES E LACUNAS DE IMPLEMENTAÇÃO

Apesar dos avanços descritos ao longo do estudo, a consolidação de modelos de gestão eficazes para a redução de PNT continua enfrentando lacunas relevantes que transcendem a dimensão estritamente técnica. Em muitos casos, esses desafios estão localizados na interseção entre regulação, governança institucional, ética do uso da informação e realidades socioeconômicas dos territórios onde operam as redes de distribuição. Nesse sentido, a abordagem das PNT exige o reconhecimento de que sua solução não depende apenas de ferramentas tecnológicas ou melhorias operacionais, mas também da capacidade dos marcos regulatórios e institucionais de se adaptarem a novas condições e tensões emergentes.

Um dos desafios mais óbvios surge do uso crescente de tecnologias digitais para a detecção precoce de irregularidades. A expansão das redes inteligentes, sistemas avan-

çados de medição (AMIs) e ferramentas de análise de dados torna possível identificar padrões de consumo anômalos com precisão sem precedentes. No entanto, essa transformação também levanta questões sobre a governança dos dados gerados por essas infraestruturas. A disponibilidade de informações detalhadas sobre padrões de consumo de energia pode revelar aspectos sensíveis da vida diária dos usuários, representando desafios em termos de privacidade, proteção de dados e uso proporcional das informações. Nesse contexto, é necessário avançar para marcos regulatórios que definam de forma mais clara os limites e responsabilidades associados ao processamento desses dados, promovendo princípios de “privacidade desde o design” e garantindo que as ferramentas de detecção de irregularidades sejam usadas de forma proporcional, transparente e limitada aos propósitos estritamente operacionais do sistema elétrico.

Um segundo desafio está relacionado à dimensão social das PNT e às limitações de abordagens focadas exclusivamente no controle. Em muitos contextos da região, uma parte significativa das ligações irregulares está ligada a situações de informalidade urbana, precariedade habitacional ou ausência histórica de infraestrutura básica. Nesses casos, intervenções baseadas unicamente em barreiras físicas ou sanções tendem a produzir efeitos transitórios, pois não abordam as causas estruturais que dão origem à irregularidade. As evidências coletadas sugerem que a redução sustentável das perdas requer articular estratégias de controle com políticas mais amplas de regularização, inclusão e planejamento territo-

rial. Em outras palavras, a gestão das PNT também representa um desafio de justiça energética: garantir que a formalização do serviço seja tecnicamente e economicamente viável para domicílios vulneráveis, evitando que as medidas de controle aprofundem a dinâmica de exclusão.

Por fim, persiste uma lacuna entre a velocidade da inovação tecnológica e a adaptabilidade dos marcos regulatórios. Muitas das soluções emergentes para gestão de perdas, incluindo sistemas avançados de medição, análises preditivas, programas de inclusão energética ou mecanismos preventivos de gestão comercial, nem sempre encontram reconhecimento claro dentro dos atuais esquemas tarifários ou de incentivos. Em alguns casos, isso pode limitar a adoção de abordagens mais preventivas e abrangentes, favorecendo estratégias tradicionais de controle que são menos eficientes a longo prazo. Nesse sentido, um dos desafios regulatórios mais relevantes é desenhar estruturas que reconheçam adequadamente investimentos voltados para a redução estrutural de perdas e que incentivem a criação de valor social e sistêmico como parte da gestão de serviços de distribuição.

Em conjunto, esses desafios sugerem que a redução sustentável das PNT requer avançar para abordagens mais abrangentes, onde inovação tecnológica, adaptação regulatória e estratégias de inclusão social sejam articuladas de forma coerente. Somente por meio dessa convergência será possível transformar a gestão de perdas de uma lógica reativa de controle para um modelo mais preventivo, eficiente e socialmente sustentável para os sistemas elétricos da região



ANEXO A

**Contexto regulatório
relacionado às PNT**

	País em análise						
Critérios	Argentina	Bolívia	Brasil	Chile	Colômbia	Costa Rica	Equador
Energia anual total [GWh]	142.789	11.966,27	725.100	79.530,4 (38,35% de clientes regulados e 61,65% de clientes livres)	82.084,9	12.790,6	28.935
Tipos de clientes	Clientes livres com mais de 300 kW de potência instalada, restante consumidor regulado.	Consumidor não regulado a partir de 1000 kW, restante consumidor regulado	Consumidor livre a partir de 1,5 MW, consumidor especial entre 500 kW e 1,5 MW apenas com fontes renováveis, demais clientes regulados.	Clientes livres a partir de 300 kW, os demais são clientes regulados.	Usuário não regulado com demanda média mensal superior a 0,1 MW, ou uma média de energia de 55 MWh-mês. Sob esses valores, eles são usuários regulados.	Apenas clientes regulados com segmentos tarifários diferenciados.	Os consumidores não regulada com demanda máxima mensal de energia ≥ 1.000 kW e consumo mínimo anual de energia ≥ 7.000 MWh, sob esses valores regulados para clientes.
Definição de perdas	PNT entendidas como energia entregue e não faturada/não cobrada (roubo, fraude de medição, conexões clandestinas, erros de medição/ faturamento).	O arcabouço regulatório revisado não fornece uma definição formal de “PNT”; Em documentos setoriais, eles estão associados a energia não faturada devido a conexões ilegais, fraudes e erros de medição/faturamento.	Definição como roubo (conexão clandestina, desvio), fraude (adulteração do medidor), além de erros de medição e faturamento. Eles são calculados como perdas totais menos perdas técnicas.	Sob o nome de “Consumo Não Registrado”.	Não técnicos são distinguidos por roubo de energia ou falta de medição.	Definido como energia consumida e não cobrada por conexões ilegais, fraude, erros/ineficiências de medição e faturamento.	A regulamentação distingue entre perdas técnicas e não técnicas.
Nível das perdas totais	Perdas na distribuição historicamente na faixa de 15–18% no nível agregado, com forte peso de PNT em áreas urbanas vulneráveis.	Não há dados oficiais recentes sobre perdas totais.	14,0% dos energia injetada em 2024, com 7,4% (44,6 TWh) de perdas técnicas e 6,6% (40,2 TWh) de PNT.	Não há dados oficiais recentes sobre perdas totais.	Diagnósticos CREG mostram operadores com IPT (Índice de Perda Total) de níveis eficientes próximos a 8–10% até valores acima de 20% em alguns sistemas de baixa tensão; A média nacional está em torno de faixas intermediárias	O instituto de eletricidade da Costa Rica descreve metas internas de redução, mas não publica uma porcentagem consolidada recente;	6,3% técnicos e 9,3% não técnicos
% das perdas reconhecidas na taxa	O regulador define níveis de perda reconhecidos (técnicos e não técnicos) consistentes com uma empresa eficiente; Perdas acima desse padrão não são transferíveis para tarifas.	Entre 6,01% e 22,06% reconhecidos por cada distribuidor no Estudo Tarifário a cada 4 anos.	Na Revisão Tarifária Periódica (RTP), a porcentagem regulatória é definida pelos distribuidores de perdas técnicas e não técnicas que são incorporadas à tarifa	O VAD reconhece o custo das perdas técnicas calculadas para a empresa de modelos eficientes e um nível de roubo estimado econometricamente; Apenas esse nível padrão é remunerado, não as perdas reais totais	A tarifa recompensa taxas eficientes de perdas por nível de tensão calculadas a partir de fluxos de carga e estudos técnicos.	As informações disponíveis não identificam um padrão explícito de perdas	A regulação estabelece um nível máximo de perdas reconhecidas por fatores de nível de tensão; Perdas acima desse padrão não são transferidas para a tarifa e devem ser absorvidas pelo distribuidor
Entidade Reguladora	ENRE	AETN	ANEEL	CNE	CREG	ARESEP	ARCERNNR

Objetivo Regulatório	Remunerar operações prudentes e eficientes, proteger o usuário com tarifas justas e razoáveis e incentivar a redução de perdas, especialmente as não técnicas.	transparência do balanço energético e disciplina de custo; Reduza as perdas por meio da gestão e inspeção.	Incentive a eficiência e a redução de fraudes, protegendo o consumidor de transferências de níveis ineficientes.	Incentive a eficiência (reduza perdas) evitando repassar ineficiências ao usuário.	Reduza as perdas (especialmente não técnicas) com incentivos e coresponsabilidade, sem sobrecarregar o usuário devido à ineficiência.	Transparência dos custos e eficiência do serviço, com foco na redução de perdas.	Custos de cobertura com eficiência e incentivos para reduzir perdas (especialmente não técnicas) onde ocorrem.
Impacto nas tarifas	O nível de perda reconhecido é integrado ao VAD/CPD e às receitas regulatórias definidas. Os PNT adicionais reduzem os resultados do distribuidor sem serem refletidos em tarifas mais altas.	Nenhum mecanismo explícito de passagem por PNT é identificado; A abordagem regulatória é vista mais como medição/registro de perdas e monitoramento do desempenho.	Os PNT são reconhecidos na tarifa apenas até o valor regulatório (incentivos: se a empresa for ineficiente, a transferência para a conta do consumidor é limitada).	Reconhecimento em nível eficiente; O distribuidor assume a diferença entre perdas físicas reais e reconhecidas.	A tarifa remunera índices eficientes; Ele pode reconhecer perdas/investimentos adicionais sob condições, com um caminho decrescente para perdas eficazes.	As perdas afetam os custos de serviço; nenhuma evidência pública de passagem explícita das PNT (em vez disso, um sinal de eficiência e controle).	As perdas são determinadas e avaliadas para consideração nos custos/receitas regulados do serviço (tarifas) por meio das diferentes atividades; O procedimento padrão padrão restrito à distribuição.
Tipo de reconhecimento tarifário	Não explícito	Não explícito	Incentivo/Penalidade	Cap eficiente	Não explícito	Não explícito	Não explícito
Metodologia de cálculo de perdas	Estudos de RTI e balanços energéticos (energia comprada vs. faturada), auditorias técnicas e econômicas, e modelagem de redes para separar perdas técnicas e estimar a contribuição de PNT.	de PNT foi identificado	Porcentagens regulatórias de perdas técnicas e não técnicas na Revisão Periódica de Tarifas; Os limites de NTP são calculados por metodologia (PRORET).	As Bases Técnicas VAD definem o cálculo do CPEyP (Custo anual das perdas de energia e energia do sistema de distribuição), determinando perdas técnicas com modelos de fluxo de energia e estimando roubo por meio de modelos econômicos com base em roubo histórico e PIB.	adicionais, e planos para reduzir as PNT.	Faz-se uma distinção entre perdas técnicas e não técnicas para a gestão; não havia um mecanismo tarifário específico que reconhecesse o PNT como um item separado.	A PNT é calculada como perdas totais menos perdas técnicas e é considerada apenas em alimentadores primários e redes secundárias
Esquemas adicionais de incentivos/penalidades	Planos de investimento e melhoria operacional exigidos pela ENRE, possíveis penalidades por não cumprimento das obrigações de serviço e programas de padronização de fornecimento em bairros/vilas com apoio público	Penalidades por infrações e consumo irregular por meio de multas calculadas como kWh x taxa média, além de sanções criminais, corte de oferta devido a atraso no pagamento e ações executivas por dívidas; As multas são destinadas à eletrificação rural.	penalidades criminais e administrativas por consumo irregular (furto/fraude), incluindo o crime de “furto” de energia (CP art. 155 §3) e procedimentos de inspeção/cobrança por irregularidades sob REN ANEEL 1.000/2021	Em caso de furto/fraude, o distribuidor pode reliquidar e cobrar por consumo não registrado, por um período estimado, buscar compensação por danos ou prejuízos junto à justiça, podendo também suspender o fornecimento conforme as regulamentações.	O consumo irregular devido a fraude ou furto é punível como “defraudación de fluidos”, com pena de prisão de 16 a 72 meses e multa de 1,33 a 150 salários mensais mínimos legais, e permite à empresa suspender ou encerrar o serviço.	O consumo irregular enfrenta reclamações administrativas e sanções criminais por “uso ilícito”, o que pode implicar prisão para qualquer pessoa que apreende energia de forma ilegítima ou manipule equipamentos e redes de medição.	Existem metas oficiais para reduzir perdas de distribuição, cujo descumprimento implica não atingir os níveis de eficiência exigidos e expõe os distribuidores a sanções econômicas e administrativas e à perda de acesso a certos incentivos tarifários e de eficiência energética.
Política social de energia	Subsídios Direcionados à Energia (SEF), focados em cobrir 50% do custo do consumo básico para famílias de renda média e baixa.	Tarifa de dignidade, um desconto de 25% no valor cobrado aos consumidores classificados na categoria doméstica com consumo de até 70 kWh/mês.	A Tarifa Social de Energia de Eletricidade (TSEE) reduz as tarifas de consumo de eletricidade em até 65% para famílias de baixa renda e em até 100% para comunidades indígenas.	Subsídio de eletricidade para clientes residenciais vulneráveis.	subsídios à eletricidade por estratificação da população.	A Tarifa de Eletricidade Solidarietà beneficia famílias em situação de pobreza extrema e pobreza extrema, reduzindo o custo da eletricidade. Essa ajuda se aplica aos primeiros 100 kWh de consumo mensal.	Tarifa de Dignidade, subsídio para residências vulneráveis

	País em análise						
Critérios	El Salvador	Guatemala	México	Panamá	Peru	República Dominicana	Uruguai
Energia anual total [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	Apenas clientes regulados com segmentos tarifários diferenciados	Grandes usuários (livres) com mais de 100 kW de potência instalada, sob esse esquema, são clientes regulados.	Cliente livre com cargas conectadas maiores ou iguais a 1 MW, sob esse regime são clientes regulados	Em 300 kW, você pode optar por um regime de clientes livres, sob esse valor corresponde aos clientes regulados.	Usuários livres acima de 2500 kW de energia contratada, abaixo de 200 kW são usuários regulados, e o regime pode ser escolhido entre os valores.	Usuários não regulados acima de 1,4 MW ou mais, abaixo desse valor, correspondem aos usuários regulados.	Cliente regulado abaixo de 500 kW, nessa potência você pode escolher livremente o fornecedor de eletricidade.
Definição de perdas	Não foi encontrada uma definição normativa direta; Geralmente é usado como energia consumida e não faturada (fraude/furto/erros).	A metodologia EVAD contempla perdas técnicas e não técnicas (especialmente em LV) no balanço patrimonial, mas sem uma definição textual de PNT.	O Manual de Medição (DOF) trata "PNT" como perdas associadas a furto/conexões irregulares e/ou falhas/erros de medição.	A regulamentação tarifária desenvolve o custo das perdas com base em perdas técnicas (PET%, PPT%, PFT); embora sem uma definição explícita de PNT.	Elas são tratadas como "perdas comerciais" (energia não registrada/não faturada) dentro das perdas padrão.	Elas são definidas como energia não faturada.	Elas são definidos como energia não medida/não faturada por conexões irregulares, fraude ou erros de medição/faturamento.
Nível das perdas totais	O estudo tarifário determina porcentagens de perdas técnicas e não técnicas por empresa.	O nível reconhecido é definido no estudo VAD como parte do projeto da empresa modelo eficiente; Perdas acima do padrão devem ser absorvidas pelo distribuidor.	2025 registrou um nível de perdas de distribuição de 10,51%, com uma quebra aproximada de 5,31% técnica e 5,20% não técnica	Porcentuais eficientes de perdas são definidos por empresa/área representativa (PD%)	Os níveis padrão são definidos por empresa com base em estudos de concessionárias e níveis históricos.	Perdas de distribuição representam cerca de 30% da energia média comprada, segundo o distribuidor	Estatísticas nacionais relatam perdas totais de eletricidade em cerca de 15% da energia disponível
% das perdas reconhecidas na taxa	São reconhecidos 100% das perdas técnicas e até 50% das perdas justificadas não técnicas, sendo que o distribuidor deve absorver o restante.	Não há uma porcentagem nacional explícita; apenas as perdas totais integradas ao balanço patrimonial eficiente da empresa modelo são reconhecidas, sem reconhecimento adicional pelo PNT	Um máximo de 5% das PNT é estabelecido para o cálculo das cargas de distribuição.	O PD% eficiente é reconhecido por distribuidor, além de um percentual adicional específico por PNT nas zonas.	Perdas comerciais reconhecidas não podem exceder 50% das perdas físicas	Determinado pelo SIE em cada revisão quadrienal sob a Tarifa Técnica.	Nenhuma porcentagem explícita de PNT reconhecida
Entidade Reguladora	SIGET	CNEE	CRE	ASEP	OSINERGIM	SIE	Ursea

Objetivo Regulatório	Recuperação de custos com sinais para reduzir perdas e melhorar a eficiência do serviço.	Projete um VAD eficiente e evite repassar perdas “extras” não técnicas ao usuário; Incentive o controle.	Reduzir as PNT com sinais de eficiência e limitar a transferência de níveis não	Cobertura de custos com parâmetros padrão e sinais de eficiência.	Incentive a eficiência e reduza as perdas dos negócios sem transferir níveis excessivos para tarifas.	Reduzir a energia não faturada e melhorar a sustentabilidade dos serviços; Proteja o usuário regulado contra ineficiências.	Reduzir PNT para melhorar a eficiência e a equidade (para que não paguem “justos pelos pecadores”).
Impacto nas tarifas	Reconhecimento de perdas técnicas e não técnicas em tarifas em análise pública; O detalhe regulatório específico não foi encontrado nas fontes abertas consultadas.	Os comunicados de imprensa indicam que não há reconhecimento adicional para perdas/furtos não técnicos; As perdas são reconhecidas dentro do padrão do estudo tarifário.	As perdas reconhecidas (técnicas e PNT dentro do teto) são incorporadas às Tarifas Reguladas de Transmissão e Distribuição aprovadas pelo CRE e nas tarifas finais do fornecimento básico.	O custo das perdas está incluído nos encargos de pedágio/distribuição de acordo com coeficientes técnicos padrão.	Reconhecimento em tarifas: as perdas comerciais a serem reconhecidas não podem exceder 50% das perdas físicas; A OSINERG-MIN utiliza os níveis padrão atuais (por exemplo, 2,56% em VAD segundo relatórios técnicos).	Taxa técnica inclui perdas técnicas; O PNT não aparece como reconhecimento automático nesse artigo jurídico (ele é gerenciado como um problema de distribuição/marketing).	Nenhum teto/incentivo regulatório público específico foi identificado; Controle e redução são considerados como gestão operacional/comercial.
Tipo de reconhecimento tarifário	Reconhecimento ex ante in tarifa	Capex eficiente	Reconhecimento ex ante in tarifa	Não explícito	Limite/Limite Regulatório	Reconhecimento ex ante de um nível eficiente de perdas no cálculo da taxa técnica.	Limite/Limite Regulatório
Metodologia de cálculo de perdas	comerciais e de rede, fluxos de energia para perdas técnicas separadas e aplicação de limites para PNT reconhecidas.	Metodologia EVAD baseada em simulação de competição, design de uma empresa ótima e balanços anuais e de pico, onde perdas em MV e LV são modeladas por meio de fatores de expansão; esses fatores incorporam perdas técnicas e não técnicas em BT.	distinguem entre perdas técnicas e não técnicas e definem sua alocação em acordos e encargos; Parâmetros e limites padrão são usadas para PNT	Equações de eficiência estimadas por regressão ou outros métodos sobre entrada de energia, demanda máxima, número de clientes, etc., que definem PD% por empresa/área; A renda de prejuízo permitido (IPPD) é calculada de acordo com as fórmulas do RDC.	Otimização das instalações de modelos eficientes da empresa sob padrões de qualidade para perdas técnicas; Perdas comerciais estabelecidas por empresa com base em estudos próprios e históricos, dentro do teto de 50%.	É calculado como a diferença entre geração (terminais) menos o consumo próprio, faturamento de distribuidores, usuários não regulados e perdas técnicas (de acordo com a metodologia estatística CNE/SIEN).	Balanco energético do sistema e relatórios UTE; perdas técnicas são estimadas em estudos de rede e remuneração, enquanto PNT são
Esquemas adicionais de incentivos/penalidades	Procedimento para condições irregulares para detecção e recuperação de energia não registrada, inspeções, suspensão/desconexão, exigência de garantias e verificação de cálculos pelo SIGET.	Incentivo econômico por meio do não reconhecimento de perdas acima do padrão; poderes para inspecionar instalações, suspender o fornecimento e cobrar por energia não registrada, além da possibilidade de reclamação criminal por furto de energia.	Limite regulatório das PNT reconhecidos, ênfase na modernização e medição de rede, e processo criminal por uso ilícito de energia	Alvos implícitos por meio de parâmetros de perda, exigência de planos de investimento e redução, não reconhecimento de perdas excessivas, procedimentos formais para casos de fraude e possibilidade de sanções e multas.	Incentivo econômico para reduzir perdas abaixo do padrão, reconhecimento de projetos de inovação/eficiência para diminuir perdas, sanção criminal por furto de energia.	Metas de desempenho, monitoramento regulatório, sanções administrativas e processos criminais por fraude elétrica.	Penalidades administrativas por inadimplência com os padrões de medição e faturamento, suspensão/reconexão regulatória, programas voluntários de regularização e facilidades de pagamento para inclusão e redução de fraudes
Política social de energia	Subsídio ao Consumo Residencial, voltado para famílias com consumo médio	A Tarifa Social subsidia famílias de baixa renda com consumo de eletricidade de 1 a 100 kWh/mês.	Subsídios tarifários, programas de justiça energética por meio da Comissão Federal de Eletricidade.	Subsídios direcionados, aplicados a clientes residenciais com baixo consumo e setores vulneráveis.	Fundo de Compensação Social de Eletricidade (FOSE), um mecanismo de subsídio cruzado. Fundo de Inclusão Social Energética e Mecanismo de Compensação de Tarifas Residenciais de Eletricidade.	Subsídios tarifários de eletricidade “Bono Luz” para domicílios vulneráveis	Bônus Social com descontos para famílias vulneráveis e programas de inclusão para regularizar a oferta, complementados por medidas de eficiência energética

ANEXO B

Fichas

EIXO 1: DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DAS PERDAS

Análise e segmentação das perdas a nível de rede

1. Balanço no nível de alimentador
2. Balanço em nível do transformador de distribuição
3. Monitoramento e sensorização da rede de baixa tensão

Inspeções Direcionadas

1. Estratégias de priorização e logística de inspeção
2. Gestão de fatores humanos e garantia de qualidade em campo

Identificação e análise de perdas a nível de cliente

1. Agregação e análise de perfis de consumo
2. Análítica avançada para identificação e priorização de PNT
3. Medição inteligente e telemetria
4. Ferramentas baseadas em imagem e observação remota

INOVAÇÃO E ESTRATÉGIAS PARA A GESTÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS (PNT) NA AMÉRICA LATINA

EIXO 2 – DESINCENTIVO E CONTROLE DE FRAUDE

Medidas técnicas e de infraestrutura

1. Monitoramento digital e alertas lógicos no ponto de medição
2. Blindagem física do acesso ao medidor
3. Proteção de ramais e ligações
4. Blindagem física da rede de distribuição

Medidas regulatórias e legais

1. Perrogativa de corte de fornecimento
2. Judicialização
3. Normativa e regulação de perdas
4. Incentivos regulatórios e reconhecimento tarifário

Estratégias comunitárias e conscientização

1. Campanhas de prevenção e segurança elétrica
2. Legalidade e educação cívica
3. Trabalho comunitário e articulação

EIXO 3 – REGULARIZAÇÃO E INCLUSÃO SOCIAL

Instrumentos habilitadores

1. Inclusão energética
2. Flexibilidade de pagamento
3. Apoio econômico direto

Inclusão social e sustentabilidade financeira

1. Tarifas sociais
2. Gestão de dívidas
3. Acompanhamento comunitário

EIXO 1: DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DAS PERDAS

Descrição

A detecção e a localização constituem a base da gestão de perdas não técnicas, devido à heterogeneidade territorial e à variabilidade temporal com que essas perdas se manifestam. Seu objetivo é **reduzir a incerteza quanto à origem, magnitude e localização**, de modo a **direcionar inspeções, investimentos e ações corretivas** para os setores onde o impacto potencial é maior.

Essas medidas costumam ser implementadas prioritariamente em **redes urbanas ou periurbanas com alta densidade de clientes e maiores níveis de perdas**, embora também sejam relevantes em alimentadores rurais extensos ou em zonas de difícil fiscalização.

Operam por meio de um **processo de delimitação progressiva** que parte de balanços energéticos em subestações, alimentadores e transformadores, avançando depois para a segmentação territorial e a priorização de circuitos críticos.

Com base nisso, incorporam a análise de consumos, desvios e perfis de carga, apoiada por ferramentas de telemedição, AMI e análise de dados, até chegar à identificação de clientes, ramais ou conexões com alta probabilidade de irregularidade.

BALANÇOS NO NÍVEL DE ALIMENTADOR



Nível 1

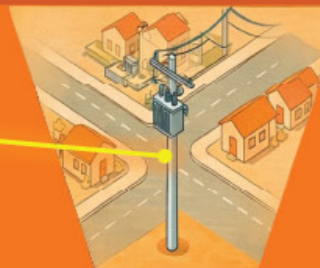


São instalados sistemas de telemetria na saída dos alimentadores de média tensão para quantificar o fluxo total que entra em um circuito.

BALANÇOS EM NÍVEL DE TRANSFORMADOR DA DISTRIBUIÇÃO



REDUÇÃO DO RAIO DE PESQUISA



Nível 2



É comparada a energia que sai do transformador com o consumo total registrado por todos os clientes vinculados.

MONITORAMENTO E SENSORIZAÇÃO DA REDE DE BAIXA TENSÃO



DIGITALIZAÇÃO DE PONTA A PONTA



Nível 3

Incorporação de sensores a jusante do transformador para observar o comportamento elétrico em baixa tensão.



MEDIDA 1.2: BALANÇOS NO NÍVEL DE TRANSFORMADOR DA DISTRIBUIÇÃO

IMPLEMENTAÇÕES REALIZADAS



Essa medida permite comparar a energia entregue por um transformador com a energia faturada dos clientes conectados a ele. Dessa maneira, pode-se limitar a análise de perdas a setores específicos, sem individualizar a irregularidade.

✓ BENEFÍCIOS

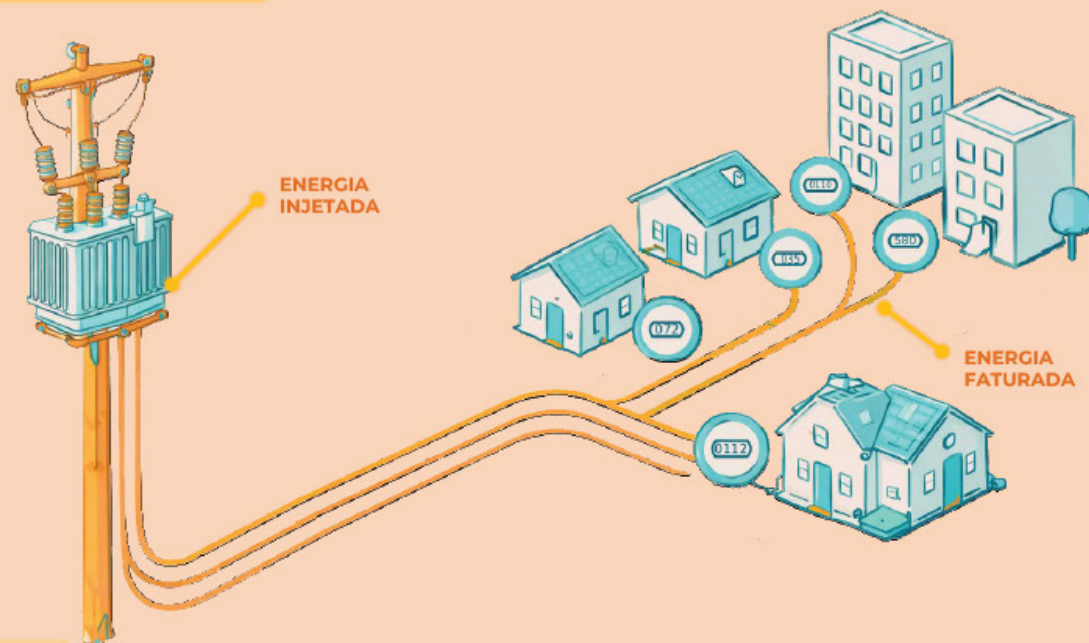
- Maior resolução territorial para detectar setores críticos
- Melhor direcionamento das equipes de trabalho e planejamento de ações técnicas.
- Implementação flexível para infraestrutura de medição

⚙️ HABILITADORES

- Dispositivos de medição confiáveis em transformadores de distribuição
- Qualidade e consistência das informações comerciais faturadas
- Capacidade analítica para detectar e priorizar desequilíbrios relevantes

⚠️ DESAFIOS

- Requer investimentos em instalação, operação e manutenção de equipes de medição
- Autogeração pode distorcer os balanços na falta de medição bidirecional
- Dispositivos de medição ficam expostos a furtos, vandalismo e danos intencionais



EIXO 2: DESINCENTIVO E CONTROLE DE FRAUDE

Descrição

O desincentivo e o controle de fraude constituem o segundo eixo da gestão de perdas não técnicas, uma vez identificadas as áreas, clientes ou conexões com maior probabilidade de irregularidade. Seu objetivo é **modificar a estrutura de incentivos que torna a fraude viável**, elevando seu custo, sua dificuldade e a probabilidade de detecção, de modo a **reduzir a reincidência e conter as perdas ao longo do tempo**.

Essas medidas costumam ser implementadas prioritariamente em contextos urbanos ou periurbanos com alta concentração de fraude, reincidência ou deterioração da cultura de pagamento, embora também sejam relevantes em setores com restrições de acesso, riscos para as equipes de campo ou fragilidades de controle. Sua aplicação combina três dimensões complementares: medidas técnicas e de infraestrutura de proteção da rede, mecanismos regulatórios e sancionatórios, e estratégias comunitárias voltadas a diminuir a aceitação social da irregularidade.



ELEVAÇÃO DE LINHAS
Transmissão de Baixa Tensão (BT) a alturas excepcionais (11 a 13 metros) para expandir a rede.



DRIVES ANTI-FURTO

Uso de cabos concêntricos (neutro envolve a fase; furar provoca curto circuito imediato)



REDES PRÉ-MONTADAS E ISOLADAS
Uso de cabos transados e isolados que dificultam intervenções manuais.



MONITORAMENTO DE VIOLAÇÃO

Sensores digitais que alertam sobre aberturas não autorizadas e manipulação.

MEDIDA 2.1: MONITORAMENTO DIGITAL E ALERTAS LÓGICOS NO PONTO DE MEDIÇÃO

Medida de controle que utiliza monitoramento remoto e alertas automáticos no ponto de medição para detectar manipulações, inconsistências operativas ou comportamentais suspeitas. Complementa a blindagem física e respostas mais rápidas e direcionadas.

✓ BENEFÍCIOS

- Reduz o tempo entre a irregularidade e a resposta operativa.
- Eleva a percepção de risco de fraude mediante rastreamento e monitoramento contínuo.
- Melhora o direcionamento das equipes de trabalho e o uso de recursos nas fiscalizações em campo.

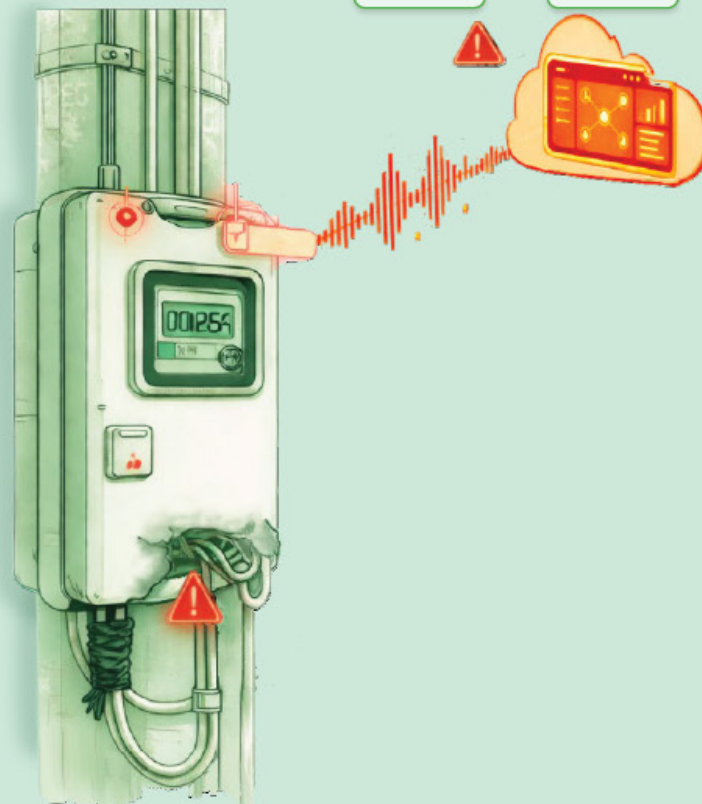
⚙️ HABILITADORES

- Medidores ou envoltórios com sensores anti-adulteração e capacidade de registrar eventos
- Sistemas de telemetria e comunicação capazes de transmitir alertas oportunos.
- Mecanismos de filtro e priorização para gestão de grandes volumes de alarmes.

⚠️ DESAFIOS

- Necessário contextualizar alertas para reduzir falsos positivos operacionais.
- Efetividade depende de uma integração operativa e tecnológica robusta.
- Pode transferir a fraude para outros pontos da rede.

IMPLEMENTAÇÕES REALIZADAS



EIXO 3: REGULARIZAÇÃO E INCLUSÃO SOCIAL

Descrição

A regularização e inclusão social constituem o terceiro eixo da gestão de perdas não técnicas e se orientam para aqueles casos em que a irregularidade não decorre apenas de uma decisão de fraude, mas também de barreiras econômicas, urbanas ou institucionais que dificultam o acesso formal ao serviço. Seu objetivo é transformar o usuário irregular em um cliente formal e sustentável, por meio de mecanismos que permitam compatibilizar o pagamento do fornecimento com as condições reais de vulnerabilidade e exclusão.

Essas medidas costumam ser implementadas em assentamentos informais, setores de alta vulnerabilidade, áreas com baixa cobertura de infraestrutura ou territórios onde a repressão a fraude se mostra insuficiente ou inviável. Sua aplicação combina instrumentos de regularização técnica e comercial, facilidades de pagamento, adequação tarifária, melhorias de infraestrutura e trabalho comunitário, com o propósito de construir uma relação sustentável entre a empresa e os usuários e reduzir as perdas de forma permanente.



MEDIDA 3.1: INCLUSÃO ENERGÉTICA

Conjunto de práticas voltadas a incorporar usuários principalmente vulneráveis ao sistema elétrico formal, reduzindo riscos elétricos, fortalecendo a vinculação territorial e promovendo condições sustentáveis para uma cultura de pagamento.

✓ BENEFÍCIOS

- Reduz riscos elétricos em conexões precárias de bairros vulneráveis.
- Diminui conflitos em setores historicamente não medidos.
- Fortalece a cultura de pagamento por meio de acompanhamento territorial contínuo.

⚙ HABILITADORES

- Equipes especializadas em levantamento territorial, regularização e gestão social.
- Apoio em trâmites, consultas, pagamentos e processos de vinculação comercial formal.
- Coordenação ativa com municípios, Estado e outros serviços básicos territoriais.

⚠ DESAFIOS

- A falta de legalidade do terreno pode impedir processos formais de inclusão.
- Os problemas de segurança limitam intervenções contínuas em assentamentos informais complexos.
- Exige marcos regulatórios que distribuam responsabilidades entre atores institucionais relevantes.

IMPLEMENTAÇÕES REALIZADAS

