

DSO BRIEF

Geração Distribuída: Rumo a um Modelo Regulatório Sustentável para a Distribuição





EDITORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca
Gómez, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

Daitshon Emerson Alata Ramos, Óscar Aldana,
Dimitri Barros Pereira de Oliveira, Claudio
Bulacio, Roman Buñay, Benjamín Dahrouge,
Alfredo Gallegos, Jose Saul Guirola Argueta,
Amanda Lacerda Prado, Jorge Mario Mijangos
Rivas, Ednelson de Moraes, Mariano Nasarov,
Edgar Armando Pérez Santos, María José
Pérez Vanmorlegan, Aldo de Jesus Pessanha,
Rodolfo Rennins, Hans Rother Salazar, Ernesto
San Miguel, Donald Villegas Barrantes.



1. INTRODUÇÃO

5

2. NOVO PARADIGMA E IMPACTOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

7

3. ABORDAGENS REGULATÓRIAS PARA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

9

- 3.1. Classificação para geração distribuída 10
- 3.2. Remuneração e esquemas de participação no mercado 10
- 3.3. Condições técnicas de conexão 12
- 3.4. Papel e responsabilidades dos distribuidores 12
- 3.5. Restrições de conexão 13
- 3.6. Mecanismos para a recuperação de investimentos na rede 14

4. VISÃO REGIONAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

15

- 4.1. Nível de penetração 15
- 4.2. Estruturas Regulatórias 17
- 4.3. Comparativo de estruturas regulatórias 19

5. ABORDAGENS REGULATÓRIAS INTERNACIONAIS PARA GD

32

- 5.1. Papel ativo do DSO na gestão distribuída de recursos 32
- 5.2. Novas Responsabilidades do DSO 33
- 5.3. Mecanismos para a sustentabilidade econômica 35
- 5.4. Incentivos e mandatos para digitalização 37

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

38

7. REFERÊNCIAS

40



01

INTRODUÇÃO

A geração distribuída (DG), especialmente a solar fotovoltaica (PV), tornou-se um dos fenômenos mais transformadores do sistema elétrico moderno. Na América Latina e no Caribe, sua expansão está acelerando no ritmo da queda dos custos tecnológicos, do aumento da conscientização ambiental e da disposição dos usuários de assumir um papel ativo na gestão de sua energia. Em países como Brasil, Chile e México, o custo da eletricidade solar distribuída caiu de 40% a 70% desde 2010 (IEA, 2022), tornando a geração de energia em casa ou em pequenos negócios tão barata quanto comprar da rede. Além disso, sua modularidade – a capacidade de crescer por meio de unidades pequenas e replicáveis, adaptando-se a diferentes tamanhos de usuários e níveis de demanda – tornou-a uma tecnologia acessível, flexível e expansiva, capaz de ser integrada tanto em uma casa quanto em um complexo industrial ou comunitário.

Essa acessibilidade democratizou a produção de energia, mas também introduziu profunda disrupção nas redes projetadas para operar com fluxos unidirecionais. A GD está transformando redes passivas em sistemas ativos, onde milhares de pequenos geradores, baterias e inversores interagem simultaneamente, criando novos desafios de planejamento, controle e estabilidade. As distribuidoras não são mais apenas portadoras de eletricidade: estão se tornando gestoras do ecossistema energético, responsáveis por equilibrar a variabilidade, manter a qualidade do fornecimento e coordenar os recursos distribuídos de forma eficiente e segura.



Integrar adequadamente essa nova realidade não é automático. Exige inovação tecnológica em áreas como inversores inteligentes, armazenamento distribuído e redes digitais, além de uma profunda transformação regulatória. Estruturas tradicionais, focadas na energia entregue, devem evoluir para esquemas que valorizem a flexibilidade, resiliência e serviços de rede que os recursos distribuídos proporcionam. Mercados e regulação precisam aprender a gerenciar a variabilidade, incentivar investimentos em soluções flexíveis e permitir que novos players participem ativamente e sejam remunerados por suas contribuições ao sistema.

A distribuição de eletricidade na América Latina está em um momento desafiador. A GD pode se tornar um motor de modernização e desenvolvimento local, fortalecendo a segurança energética e reduzindo as emissões. No entanto, se sua expansão exceder a capacidade de adaptação técnica e regulatória, pode gerar desequilíbrios econômicos e operacionais na distribuição de eletricidade. O desafio é acompanhar a inovação tecnológica com marcos regulatórios capazes de sustentar a operação do sistema e garantir a sustentabilidade do serviço de distribuição.

Este artigo tem como objetivo analisar a expansão da GD na América Latina e no Caribe, e suas implicações para o modelo de distribuição de eletricidade. Os principais desafios técnicos, econômicos e regulatórios associados à sua integração são abordados, considerando os efeitos na operação das redes, a sustentabilidade do serviço e o planejamento da infraestrutura. Também destaca as oportunidades que a GD oferece para modernizar a rede, melhorar a flexibilidade do sistema e fortalecer o relacionamento com os usuários, em um contexto em que as distribuidoras estão assumindo um papel cada vez mais ativo na gestão do novo ecossistema energético.



NOVO PARADIGMA E IMPACTOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A GD surgiu como uma resposta ambiental voltada para reduzir emissões e acelerar a transição para sistemas elétricos mais limpos e sustentáveis. Sua implantação foi impulsionada pela queda nos custos de tecnologia e pelo aumento dos preços da energia, tornando-se também uma alternativa economicamente atraente para famílias e pequenas empresas. Com isso, a GD deixou de ser uma ferramenta ambiental para se tornar um vetor para a transformação estrutural do sistema elétrico, capaz de oferecer flexibilidade, resiliência e equidade.

Como fonte de flexibilidade, a GD possibilita gerenciar a variabilidade da geração renovável e da demanda por eletricidade, suavizando picos de carga e aliviando o congestionamento da rede graças à sua proximidade com o consumo. Sua operação localizada e sua integração com tecnologias como armazenamento, digitalização e gestão de demanda fazem dela um recurso fundamental para equilibrar oferta e demanda em tempo real. Em termos de resiliência, a GD reforça a capacidade de resposta do sistema diante de falhas ou contingências. Ao fornecer suporte de tensão e frequência, e até mesmo operar em modo ilha juntamente com sistemas avançados de armazenamento e controle, permite que o fornecimento seja mantido em setores críticos e acelera a recuperação do sistema durante emergências, melhorando a continuidade do serviço em áreas rurais ou isoladas. Por fim, a GD pode contribuir para a equidade energética, facilitando o acesso à energia limpa e acessível para setores vulneráveis e comunidades rurais. Modelos pré-pagos, propriedade comunitária e esquemas de terceiros reduzem barreiras de entrada e incentivam a participação dos cidadãos na transição, distribuindo de forma mais justa os benefícios econômicos, sociais e ambientais.

Apesar de seus benefícios, a expansão da GD apresenta uma série de desafios técnicos, operacionais e regulatórios que redefinem o papel das distribuidoras. A intermitência inerente às fontes renováveis e a crescente bidirecionalidade dos fluxos elétricos complicam o planejamento e controle das redes de baixa tensão, onde a maioria das conexões está concentrada. Gerenciar tensão, congestionamento e coordenação entre operadores de transmissão e distribuição requer novas práticas e capacidades de monitoramento em tempo real. Além disso, deve-se ressaltar a visibilidade limitada dos recursos atrás do medidor e a necessidade de integrar milhares de pequenas unidades que operam de forma descentralizada. Do ponto de vista econômico, surgem questões sobre o uso da rede, a alocação de custos e os mecanismos de compensação adequados para refletir o valor que a GD traz ao sistema.

A soma desses fatores mostra que a transição para redes mais ativas e descentralizadas não pode ser sustentada com métodos tradicionais de operação e planejamento. Sua viabilidade dependerá cada vez mais da digitalização, que atua como o principal facilitador para gerenciar a complexidade, garantir estabilidade e realizar plenamente o potencial da geração distribuída. Nesse cenário, as empresas de distribuição estão se consolidando como o eixo articulador da transição energética, responsáveis por integrar esses recursos de forma segura, eficiente e economicamente sustentável. Seu desempenho dependerá tanto do progresso tecnológico quanto da existência de estruturas regulatórias e de investimentos

que acompanhem a inovação. América Latina e o Caribe estão caminhando nessa direção com ritmos e abordagens diferentes, refletindo suas particularidades técnicas, regulatórias e socioeconômicas. As evidências disponíveis confirmam que esse processo já está em andamento: em diferentes países da região, a expansão da GD começa a gerar impactos tangíveis nas redes e no modelo de distribuição. A seção a seguir discute esses efeitos e as implicações para a sustentabilidade técnica e econômica do setor.

As evidências disponíveis confirmam que esse processo já está em andamento: em diferentes países, a experiência dos distribuidores mostra que a expansão da GD não é um fenômeno neutro para a rede. Sua incorporação modifica os fluxos de eletricidade, introduz novos requisitos operacionais e enfatiza os modelos econômicos tradicionais nos quais o serviço de distribuição é organizado. Embora sua penetração ainda seja moderada, relatórios confirmam o surgimento de efeitos técnicos e financeiros concretos, que antecipam os desafios que acompanharão sua implantação massiva.

No nível técnico, as distribuidoras já estão observando alterações significativas nos perfis de tensão, congestionamento de ativos e falhas nos sistemas de proteção. A geração distribuída causa inversões de fluxo em transformadores e alimentadores, sobretensões locais durante os horários de pico de injeção e flutuações rápidas de tensão associadas à intermitência solar, exigindo reguladores mais sofisticados e gerenciamento de tensão em tempo real. Somados a isso estão sobrecargas em condutores e transformadores de baixa tensão, aumentos harmônicos devido a inversores de baixa qualidade e dificuldades crescentes na coordenação de proteções e manobras de manutenção segura. Essas condições, antes marginais, estão se tornando recorrentes e confirmam que a geração distribuída não é inofensiva para a rede: sua integração implica custos de reforço, monitoramento e digitalização que devem ser reconhecidos para manter a segurança e estabilidade do sistema elétrico. Além disso, nota-se o aparecimento de instalações não declaradas ou não padronizadas, que operam sem registro ou certificação e agravam riscos técnicos e de segurança, ao introduzir injeções não supervisionadas e dificultar o planejamento da rede.

No aspecto econômico, as distribuidoras relatam três impactos principais derivados da expansão da geração distribuída. A primeira é a redução da energia faturada, como resultado de esquemas de autoconsumo e compensação energética, que diminuem diretamente a renda disponível para cobrir os custos fixos da rede, os quais permanecem inalterados. Esse efeito é especialmente visível na migração de grandes clientes para a autogeração, o que reduz a base de usuários sobre a qual os investimentos em infraestrutura são amortizados. O segundo impacto é o aumento dos custos operacionais e de capital não reconhecidos, associado à necessidade de fortalecer redes, modernizar a medição e o controle, e implementar tecnologias de gestão bidirecional, investimentos que nem sempre se refletem nas estruturas tarifárias atuais. Por fim, a combinação de receitas menores e custos mais altos gera um desequilíbrio financeiro que coloca em risco a sustentabilidade do negócio de distribuição, especialmente nos marcos regulatórios que ainda não reconhecem esses novos papéis e responsabilidades. Sem um desenho tarifário adaptado que diferencie claramente a remuneração pelo uso da rede da venda de energia, a expansão da geração distribuída pode comprometer a capacidade das distribuidoras de sustentar a qualidade, segurança e modernização do sistema elétrico.

ABORDAGENS REGULATÓRIAS PARA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A expansão da geração distribuída introduz mudanças substanciais na operação e planejamento das redes, o que requer um arcabouço regulatório que organize sua integração, minimize seus efeitos adversos e permita que seus benefícios sejam capturados sem prejudicar a estabilidade ou a sustentabilidade econômica do serviço. Assim, o regulamento cumpre uma função habilitadora e protetora, estabelecendo condições claras para a conexão, operação e avaliação desses recursos, e garantindo que a modernização da rede avance de forma segura e coerente com capacidades reais de distribuição.

A análise comparativa dos arcabouços regulatórios da região mostra que, apesar das diferenças entre países, a regulamentação da GD é conceitualmente estruturada em torno de seis pilares que definem seu escopo e operação. Esses pilares incluem a classificação por potência, os mecanismos de remuneração, os requisitos técnicos e administrativos de conexão, as responsabilidades dos distribuidores, as restrições aplicáveis quando há riscos para a rede e os mecanismos para reconhecer investimentos associados à autorização desses projetos. As subseções a seguir desenvolvem cada um desses pilares e descrevem seu papel dentro de um arcabouço regulatório abrangente para a integração da geração distribuída. A Tabela 1 resume esses seis pilares regulatórios, destacando seu propósito, o escopo dos aspectos que regulam, os mecanismos que os compõem e suas principais implicações para a rede e para os distribuidores.

Tabela 1. Pilares regulatórios para a integração da geração distribuída.

Pilar	Objetivo Regulatório	Conteúdo regulado	Ferramentas ou mecanismos	Consequências para a rede e as distribuidoras
1. Classificação e limites de potência	Ajustar os requisitos de acordo com a escala e o impacto.	Classificação da GD de acordo com a capacidade instalada e o escopo operacional.	Segmentação de potência; limites.	Facilita a massificação em pequena escala e protege a estabilidade diante de projetos de maior impacto.
2. Esquemas de remuneração e participação no mercado	Regular a avaliação das injeções e definir os modos de participação econômica.	Limites ao autoconsumo, venda de excedentes e acesso a mercados.	Autoconsumo puro; medição líquida; faturamento líquido; participação atacadista.	Evita subsídios cruzados e ordena a interação econômica da GD.
3. Condições técnicas de conexão	Certificar-se de que cada conexão seja compatível com a operação segura do sistema.	Requisitos técnicos, administrativos e contratuais antes da conexão.	Procedimentos de conexão; estudos elétricos; contratos; proteções e medição.	Permite a incorporação da GD sem comprometer a qualidade, segurança ou continuidade do fornecimento.
4. Papel e responsabilidades das distribuidoras	Definir funções oficiais e executáveis em relação à GD.	Responsabilidades administrativas, técnicas, operacionais e de supervisão.	Gestão de requisições; inspeções; comissionamento; medição; controle.	Aumenta tarefas e custos. Exige atribuições, recursos e ferramentas para cumprir o papel.
5. Restrições de conexão	Determinar se a rede pode suportar novas GDs sob condições seguras.	Limites técnicos, de segurança e de capacidade disponível.	Avaliações de tensão, curto-circuito, ilhas não intencionais e capacidade disponível.	Evita saturação, riscos operacionais e instabilidades. Permite condicionar ou adiar conexões.
6. Mecanismos de alocação e recuperação de custos	Regular a alocação e o financiamento dos custos associados à integração da GD	Custos específicos de projeto e custos sistêmicos associados à GD.	Alocação direta, reconhecimento tarifário e alocação de acordo com o impacto real.	Previne subsídios cruzados, promove decisões eficientes e sustenta a viabilidade financeira do sistema.

CLASSIFICAÇÃO E LIMITES DE ENERGIA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um primeiro componente regulatório é a segmentação da geração distribuída de acordo com sua capacidade instalada. Esse princípio permite dividir as instalações em categorias e atribuir a cada uma requisitos técnicos e administrativos de acordo com sua magnitude e impacto potencial. Embora a forma específica de aplicar essa segmentação varie entre países, há um consenso básico sobre o estabelecimento de um limiar que distinga a geração distribuída do regime convencional de geração. As diferenças subsequentes respondem ao nível de detalhe com que cada jurisdição decide estruturar seu arcabouço regulatório.

Essa abordagem reduz barreiras de entrada para instalações menores, que representam um risco limitado para a rede e podem se beneficiar de processos simplificados, e, ao mesmo tempo, permite avaliações mais rigorosas em projetos com maior capacidade, onde é necessário analisar proteções, perfis de tensão e possíveis reforços de infraestrutura antes de autorizar a conexão. No cerne desse projeto está o princípio da proporcionalidade: exigir que cada projeto tenha um nível de análise consistente com seu impacto potencial na grade. Dessa forma, a categorização de energia facilita a massificação ordenada da geração distribuída em pequena escala e protege a estabilidade do sistema contra instalações que podem influenciar significativamente o funcionamento do sistema elétrico.

REMUNERAÇÃO E ESQUEMAS DE PARTICIPAÇÃO NO MERCADO

Um segundo eixo regulatório refere-se ao desenho dos mecanismos para a participação econômica da geração distribuída e, em particular, à forma como os excedentes que esses sistemas podem injetar na rede são remunerados. Na prática internacional, a regulação tende a organizar esses mecanismos em três grandes categorias, refletindo diferentes níveis de interação com a rede elétrica e o mercado de eletricidade.

A primeira categoria corresponde a projetos voltados exclusivamente para o autoconsumo, nos quais a injeção de energia na rede é proibida. Nesse esquema, a instalação opera isoladamente do ponto de vista comercial, sem trocas de energia com a distribuidora. Essa abordagem favorece a simplicidade administrativa e técnica, para que os usuários tenham acesso a procedimentos de conexão mais rápidos e com requisitos proporcionalmente menores. A lógica regulatória é clara: a ausência de exportações elimina riscos operacionais e econômicos para a rede, o que possibilita reduzir significativamente as barreiras de entrada.



A expansão da geração distribuída introduz mudanças substanciais na operação e planejamento das redes

A segunda categoria corresponde a projetos de autoconsumo com venda de excedentes, onde a regulamentação autoriza a injeção parcial de energia na rede sob esquemas de compensação regulados. Nesse modelo, a venda de excedentes é realizada de forma controlada, sujeita a regras e preços pré-definidos pela autoridade competente ou pelo distribuidor, de acordo com o arcabouço regulatório aplicável. Dentro desse esquema, predominam duas principais modalidades para remunerar excedentes:

- **Medição líquida:** Neste esquema, a energia consumida e a energia injetada são recuperadas da mesma forma e a compensação é realizada em unidades de energia. O excedente é creditado ao usuário em kWh para ser deduzido do consumo futuro, de modo que cada kWh produzido tenha o mesmo valor que um kWh economizado da tarifa de varejo. Embora esse modelo tenha sido altamente eficaz em acelerar a adoção inicial da geração distribuída residencial e comercial, ele apresenta limitações do ponto de vista da sustentabilidade econômica do sistema. Ao equiparar o valor da energia injetada à energia consumida, a medição líquida tradicional não reflete os custos associados ao uso da rede como backup, levando a uma subvalorização da infraestrutura de distribuição e dos serviços auxiliares necessários para manter o fornecimento. Diversas análises mostram que, sem ajustes, esse esquema pode gerar subsídios cruzados de usuários que não geram para aqueles que geram, já que os primeiros acabam assumindo uma proporção maior dos custos fixos do sistema (NREL, 2025).
- **Faturamento líquido:** Neste esquema, a energia consumida e a energia injetada são avaliadas de forma diferente e a liquidação é feita em unidades monetárias. O usuário paga pelo seu consumo bruto aplicando a tarifa regulada correspondente e, pela energia que exporta, recebe um pagamento ou crédito

calculado a um preço específico definido pelo regulamento. Ambos os valores são compensados em dinheiro e não em energia: os valores monetários derivados da avaliação separada do consumo e da injeção são reembolsados na conta. Normalmente, o preço de venda dos excedentes é determinado a partir dos custos evitados pelo distribuidor ou do preço atacadista da energia, excluindo as taxas da rede e outros componentes regulados. Dessa forma, um kWh injetado não tem o mesmo valor que um kWh consumido, o que permite que os custos de transporte, backup e gerenciamento associados ao fornecimento sejam refletidos com maior precisão. Essa abordagem contribui para reduzir os subsídios cruzados e salvaguardar a sustentabilidade econômica do sistema, mesmo que tenda a oferecer incentivos econômicos um pouco menores para o prosumidor em comparação com a medição líquida (NREL, 2025).

A terceira categoria corresponde a projetos que participam diretamente do mercado de eletricidade, mantendo seu status de GD, mas operando sob um esquema econômico semelhante ao das usinas convencionais. Nessa modalidade, a energia injetada é avaliada a preços de mercado, seja no mercado spot ou por meio de contratos bilaterais, o que exige que a instalação cumpra um conjunto maior de obrigações técnicas e comerciais, como registro como agente de sistema, conformidade com códigos de rede e a capacidade de ser gerenciada remotamente ou desconectada quando necessário para salvaguardar a segurança do sistema. Embora esses requisitos sejam mais altos do que os aplicados a projetos de autoconsumo com venda de excedentes, ainda são consistentes com a categoria GD e não atingem a complexidade de uma usina convencional de geração.

CONDIÇÕES TÉCNICAS DE CONEXÃO

Um terceiro eixo regulatório refere-se às condições técnicas de conexão, que definem as regras sob as quais a GD pode ser fisicamente integrada à rede. Seu objetivo é garantir que cada projeto atenda aos requisitos necessários para garantir a segurança, qualidade e confiabilidade do sistema elétrico. De acordo com o princípio da proporcionalidade, esses requisitos são ajustados à escala e ao impacto potencial de cada instalação:

- Processos simplificados para micro ou geração de pequena escala, baseados em notificação, revisão de documentos e verificação de padrões mínimos de equipamentos, sem a necessidade de estudos elétricos caso a caso.
- Processo padrão para geração em média escala, que requer uma aplicação formal e, em alguns casos, um estudo simplificado de conexão para avaliar a capacidade disponível da rede e os reforços eventuais.
- Processo abrangente para projetos de maior potência, com estudos completos de fluxo de carga, curto-circuito, coordenação de proteção e requisitos formais de interconexão semelhantes aos aplicados à geração convencional conectada a níveis de tensão mais altos.

Dentro desse quadro em camadas, a regulamentação técnica é articulada por meio de quatro instrumentos operacionais centrais, cujos requisitos são adaptados à magnitude e ao impacto de cada projeto. O procedimento de conexão ordena administrativamente a entrada de novas instalações, definindo etapas, prazos e verificações. Em instalações pequenas, geralmente é limitado à notificação e revisão documental, enquanto em projetos de energia maiores são necessárias avaliações formais, inspeções e

coordenação detalhada entre o distribuidor e o requerente. Estudos elétricos são a ferramenta de engenharia que permite avaliar a viabilidade técnica: em pequena escala, eles são substituídos por limites genéricos de capacidade ou critérios simplificados, enquanto em escala média e grande exigem modelagem completa do fluxo de carga, curto-circuito, tensão e proteções, podendo condicionar a conexão a reforços de rede. O contrato de conexão formaliza os direitos e obrigações do gerador após a aprovação da avaliação técnica. Em projetos menores, pode ser limitado a um anexo ao contrato de fornecimento, enquanto em instalações maiores assume a forma de acordos específicos que atribuem responsabilidades por medição, reforços, manutenção e eventuais desconexões. Por fim, sistemas de proteção e medição garantem a operação segura e transparente da instalação. Em pequena escala, inversores certificados com funções anti-ilha e medidores bidirecionais básicos geralmente são suficientes, enquanto em escala maior, são necessárias proteções ajustadas ao esquema da rede, capacidade de controle remoto e sistemas avançados de monitoramento validados pelo distribuidor.

Procedimentos, estudos, contratos e sistemas de medição compõem a estrutura operacional que torna possível a expansão segura da geração distribuída. Sua existência responde à necessidade de preservar a estabilidade técnica, a segurança operacional, a rastreabilidade comercial e a equidade econômica do sistema. Fortalecer essas ferramentas permite que os distribuidores atuem não apenas como administradores da rede, mas também como garantidores de uma transição energética ordenada, eficiente e sustentável.

PAPEL E RESPONSABILIDADES DOS DISTRIBUIDORES

O quarto eixo regulatório refere-se ao conjunto de responsabilidades que as regula-

mentações atribuem aos distribuidores em termos de geração distribuída. Longe de diminuir, essas funções estão se expandindo à medida que a penetração da GD aumenta, forçando as empresas a gerenciar uma rede mais descentralizada, bidirecional e digitalizada. Essa mudança introduz obrigações adicionais que envolvem custos em pessoal, sistemas de controle, análise técnica e supervisão, de modo que o regulamento deve reconhecer explicitamente essas tarefas e fornecer aos distribuidores atribuições e recursos proporcionais ao seu papel, evitando que a expansão da GD gere lacunas entre os requisitos e a capacidade efetiva para atendê-los.

Essas responsabilidades abrangem múltiplas dimensões. No âmbito administrativo, os distribuidores devem gerenciar solicitações de conexão, manter registros atualizados dos geradores distribuídos e publicar informações técnicas relevantes, o que exige capacidades de gerenciamento documental e plataformas de informação. No nível técnico-operacional, eles são responsáveis por avaliar a viabilidade de cada projeto por meio de estudos proporcionais à sua escala, verificar a conformidade regulatória, inspecionar instalações e, quando necessário, limitar ou desconectar geradores que comprometam a segurança da rede. Em termos de comissionamento e operação, eles devem coordenar manobras, validar testes e garantir que as instalações atendam aos padrões para permitir a injeção segura de energia. No campo de medição e liquidação, eles assumem a instalação e operação de sistemas de medição bidirecionais, bem como o processamento e valorização de dados de consumo e injeção, funções que exigem infraestrutura digital e rastreabilidade comercial. Por fim, no nível da supervisão regulatória, atuam como agentes responsáveis por supervisionar a conformidade com os padrões de GD em nível local, reportando ao regulador sobre a capacidade conectada e seu desempenho e, em caso de anomalias graves, suspendendo a injeção do gerador até que as falhas sejam corrigidas. Essas ta-

refas exigem novas capacidades organizacionais e jurídicas, essenciais para garantir que a geração distribuída seja integrada ao sistema elétrico de maneira segura, rastreável e equitativa.

RESTRIÇÕES DE CONEXÃO

O quinto eixo regulatório refere-se às restrições de conexão, que delimitam as condições sob as quais uma instalação de geração distribuída pode ser aceita, condicionada ou adiada de acordo com o estado real da rede. Embora o princípio do acesso aberto esteja presente na maioria dos marcos regulatórios, sua aplicação deve respeitar os limites técnicos e operacionais da infraestrutura, para que a incorporação de novos geradores não comprometa a segurança, qualidade ou continuidade do fornecimento. Essas restrições cumprem, portanto, uma função essencial de gestão técnica, permitindo que os distribuidores avaliem a viabilidade de cada solicitação e exijam ações corretivas quando necessário.

Na prática, as restrições de conexão são articuladas em torno de três áreas principais. As restrições técnicas buscam preservar os parâmetros elétricos da rede, evitando que uma nova conexão gere instabilidades, distorções de tensão ou problemas na coordenação das proteções. Restrições operacionais de segurança protegem a integridade física da infraestrutura, do pessoal e dos usuários, prevenindo situações como ilhas não intencionais ou retornos perigosos. Por fim, as restrições associadas à capacidade da rede refletem os limites físicos de alimentadores, transformadores e circuitos de baixa tensão, e impedem a saturação da infraestrutura quando a injeção local excede sua capacidade de absorção. Nos marcos regulatórios contemporâneos, essas avaliações são cada vez mais apoiadas por metodologias de capacidade de hospedeiro, que estimam quantitativamente a margem disponível para integrar nova geração sem afetar a operação do sistema. Essa abordagem permite que distribuidores autorizem,

condicionem ou adiem conexões com critérios objetivos e rastreáveis, e promove a transparência por meio da publicação de mapas de capacidade ou indicadores equivalentes, consolidando as restrições de conexão como um instrumento central de governança técnica voltado para garantir que a expansão da geração distribuída ocorra dentro de margens seguras e economicamente sustentáveis.

MECANISMOS PARA A RECUPERAÇÃO DE INVESTIMENTOS NA REDE

O sexto eixo regulatório refere-se aos mecanismos pelos quais os custos associados à integração da geração distribuída são atribuídos e, quando apropriado, recuperados. Conectar novos geradores requer investimentos em infraestrutura, medição bidirecional, telecomunicações, gestão de dados e operações mais complexas. Embora a penetração de GD seja baixa, esses custos podem ser marginais. Mas, à medida que sua presença na rede cresce, as concessionárias precisam implementar reforços e sistemas adicionais para garantir um serviço seguro e confiável. Se esses custos não forem devidamente alocados ou reconhecidos, podem ficar sem financiamento ou ser repassados injustamente para o restante dos usuários, gerando subsídios cruzados. Portanto, esse pilar busca garantir que os custos derivados da GD sejam distribuídos de forma equitativa e eficiente.

Na prática, os marcos regulatórios combinam três abordagens para alocar e recuperar os custos associados à integração da geração distribuída. A primeira é a alocação direta de custos específicos ao gerador, de acordo com o princípio da causalidade, de modo que cada projeto financie as obras e equipamentos que sua própria conexão exige, como reforços locais da rede, adaptações de proteções ou a instalação de medidores bidirecionais. A segunda abordagem aborda os custos sistêmicos ou comparti-

lhados que surgem quando a expansão da GD força a modernização da infraestrutura geral, incluindo telecomunicações, plataformas de monitoramento, automação ou reforço de redes de baixa tensão. Essas despesas, não atribuíveis a um único projeto, são reconhecidas pelos planos tarifários ou por cobranças reguladas para uso da rede ou serviços de backup. Por fim, alguns marcos incorporam mecanismos de alocação de impacto real, nos quais remunerações ou encargos são ajustados de acordo com o efeito específico que cada projeto tem na rede, recompensando instalações que reduzem perdas ou aliviam o peso sobre o sistema e exigindo maior contribuição daquelas que geram custos adicionais ou requisitos operacionais.

Juntos, esses seis eixos mostram que, apesar da diversidade de abordagens e ritmos de avanço, os países da região tendem a convergir para o mesmo arcabouço funcional para integrar a GD. Todos eles abordam, com diferentes níveis de maturidade, os mesmos desafios estruturais: garantir a sustentabilidade econômica dos distribuidores, preservar a estabilidade técnica da rede e garantir um desenvolvimento equitativo e seguro da GD. As diferenças se expressam na profundidade, escopo e coordenação das medidas adotadas, mas o senso de evolução é comum. A seguir é apresentado um panorama latino-americano, que examina como cada país desenvolveu esses seis eixos e quais são as principais variações que definem a diversidade regulatória da região.



Os países da região tendem a convergir para o mesmo arcabouço funcional para integrar a GD.

NÍVEL DE PENETRAÇÃO

A GD passou de uma opção incipiente para se consolidar como um dos principais vetores de crescimento do setor elétrico regional. Até 2024, a capacidade instalada nos nove países representados na ADELAT ultrapassa 39 GW, impulsionada quase inteiramente por sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede. O Brasil responde por cerca de 85% do total regional, seguido pelo Chile, Colômbia e Costa Rica, onde a recente expansão reflete tanto melhorias regulatórias quanto reduções sustentadas nos custos de tecnologia.

Em termos gerais, a evolução é desigual. Enquanto alguns países avançaram para marcos regulatórios relativamente robustos e estáveis, que oferecem maior previsibilidade e incentivos para investimentos, outros ainda operam com regulamentações iniciais ou

implementação limitada, o que tende a retardar a integração nas redes de distribuição. Essas diferenças ajudam a entender tanto a lacuna na capacidade instalada entre os países quanto a assimetria na penetração efetiva da GD dentro das redes. O resultado é um panorama heterogêneo, que vai desde mercados de alta penetração, como o Brasil, até mercados em fase exploratória, como o Peru, onde a GD ainda representa uma fração muito limitada da capacidade total. A Fig. 1 ilustra a capacidade instalada de geração distribuída nos nove países considerados no estudo, bem como seu nível relativo de penetração dentro das redes de distribuição. A representação mostra a marcada heterogeneidade regional, tanto na magnitude instalada quanto na participação percentual, destacando a concentração do desenvolvimento no Brasil e a diversidade de trajetórias entre os demais países.



Fig. 1. Capacidade instalada e penetração da geração distribuída na América Latina (2024).

Além do panorama nacional, a experiência das empresas distribuidoras que participaram deste estudo nos permite observar com mais precisão como a geração distribuída se manifesta nas redes reais da América Latina. Em muitas dessas concessões, a GD ainda representa uma fração limitada da capacidade instalada local, com valores que não excedem 1% em vários casos. No entanto, também são identificadas concessões com níveis significativamente mais altos, que ultrapassam 20% e, em casos excepcionais, alcançam até 59% de participação, como ocorre em um distribuidor brasileiro. A Figura 2 ilustra essa heterogeneidade mostrando os níveis de penetração registrados pelos distribuidores participantes, organizados por país. A amostra inclui empresas de diferentes tamanhos e naturezas, desde grandes operadores com capital misto até cooperativas regionais, que operam sob diversos marcos regulatórios e com graus heterogêneos de digitalização e maturidade operacional. Essa variedade fornece evidências empíricas valiosas para entender como a GD é integrada à prática, revelando diferenças na gestão técnica, nos processos de conexão e no relacionamento com os usuários, bem como desafios comuns que antecipam as complexidades de sua implantação em maior escala.

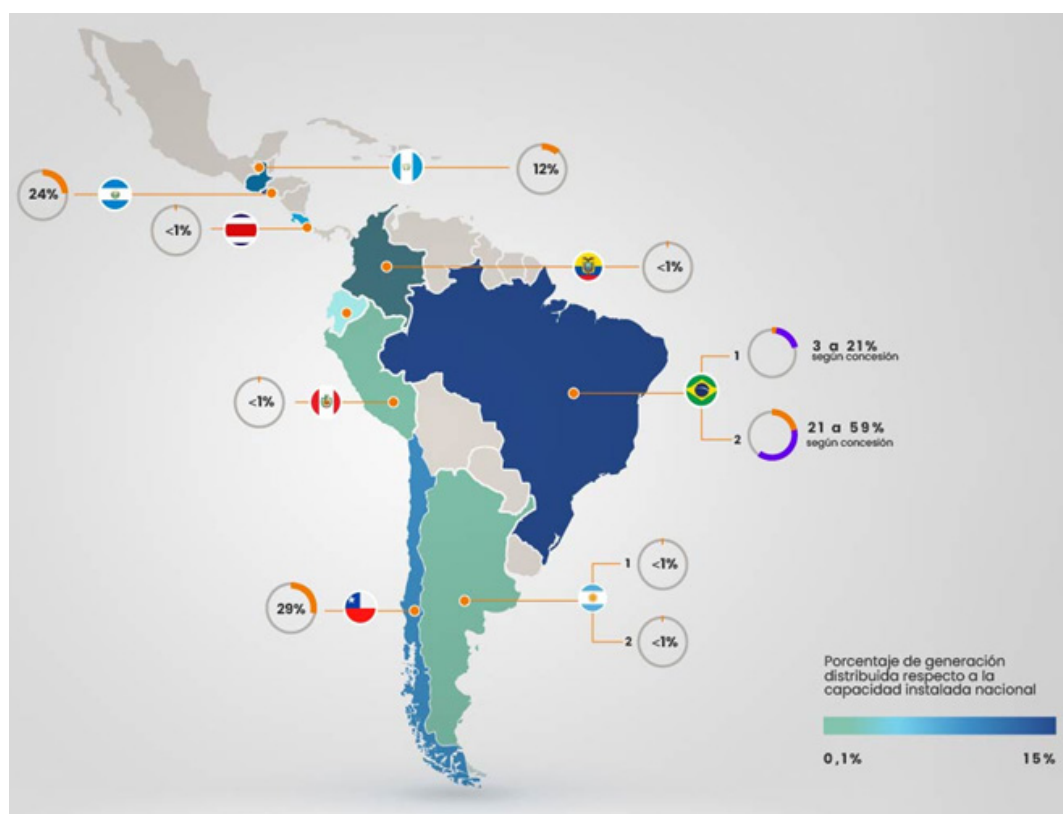


Fig. 2. Penetração relativa da geração distribuída em redes de empresas de distribuição participantes, por país e concessão.

A heterogeneidade observada entre os distribuidores revela a coexistência de diferentes graus de maturidade na integração da geração distribuída, intimamente ligados às condições regulatórias e de mercado de cada país. Em geral, empresas que operam em ambientes com estruturas regulatórias mais consolidadas tendem a registrar níveis mais altos de penetração de GD em suas redes, enquanto em outras concessões, a implantação permanece incipiente ou concentrada em segmentos específicos de usuários. Essa diversidade molda um panorama regional assimétrico, mas também é valioso: nos permite identificar experiências contrastantes, reconhecer padrões de adaptação técnica e regulatória e antecipar os desafios que acompanham as diferentes etapas do desenvolvimento. Nesse contexto, sistemas com menor presença de GDs têm um prazo para fortalecer sua infraestrutura e capacidades de gestão antes de atingir níveis críticos de saturação, enquanto aqueles com maior penetração podem aproveitar sua experiência operacional para refinar os quadros de coordenação e controle.

A diversidade dessas trajetórias fornece uma base empírica relevante para orientar a discussão regulatória. Compreender como as regulamentações acompanharam – ou condicionaram – a expansão da geração distribuída é essencial para avançar para modelos de integração mais consistentes e sustentáveis. Em seguida, se examina como essa diversidade se manifesta nos marcos regulatórios dos países participantes do estudo, por meio da forma como os seis pilares anteriormente identificados como componentes estruturadores da regulação da geração distribuída são expressos.

ESTRUTURAS REGULATÓRIAS PARA A INTEGRAÇÃO DA GD NA AMÉRICA LATINA

A regulação tem sido um fator decisivo na forma e no ritmo com que a GD foi incorporada aos sistemas elétricos da América Latina. Além de possibilitar a conexão de novos geradores, os marcos regulatórios determinam os incentivos econômicos, responsabilidades técnicas e o grau de certeza com que os distribuidores podem planejar e operar suas redes. Nesse sentido, um marco regulatório sólido não apenas promove a participação de novos atores, mas também estabelece as condições necessárias para que os distribuidores exerçam seu papel operacional com segurança, previsibilidade e equilíbrio financeiro. As trajetórias regulatórias observadas na região refletem tanto a maturidade institucional de cada país quanto sua capacidade de projetar esquemas que tornem o princípio do acesso aberto compatível com a proteção da rede, garantindo que a expansão da GD ocorra dentro de margens seguras e sustentáveis para o sistema elétrico.

Nesse panorama, diferentes abordagens regulatórias são observadas, que diferem de acordo com o grau de controle técnico e as atribuições concedidas aos distribuidores. No Brasil e no Chile, os marcos regulatórios combinam mecanismos de acesso aberto com esquemas de avaliação técnica prévios definidos. A Lei nº 14.300 e o Módulo 3 da PRODIST no Brasil, juntamente com a Lei nº 20.571 e seus regulamentos (Decreto Supremo nº 57/2020) no Chile, estabelecem regras detalhadas de interconexão, normas obrigatórias de equipamentos e procedimentos formais que garantem a compatibilidade elétrica antes de autorizar qualquer conexão. Ambos os países dão aos distribuidores o poder de validar a conformidade regulatória e condicionar a conexão à capacidade efetiva da rede, o que permite uma integração ordenada, previsível e tecnicamente controlada.

Colômbia, Equador, Argentina e Costa Rica representam uma diversidade de marcos regulatórios que incorporaram elementos técnicos, administrativos e comerciais para

facilitar a integração da geração distribuída. Na Colômbia, a regulamentação CREG e o Código de Operações do CNO fortaleceram a rastreabilidade dos processos por meio de pontos únicos e acordos de proteção. No Equador, o Código de Conexão e o Regulamento ARCONEL-005/24 introduzem procedimentos avançados de viabilidade e certificação que buscam melhorar a coordenação técnica entre distribuidores e operador do sistema. A Argentina, por meio da Lei nº 27.424, priorizou a abertura e proteção do usuário-gerador por meio de contratos padronizados e regulamentos nacionais. Essa lei convida as províncias e a Cidade Autônoma de Buenos Aires a aderirem a essa lei e a emitirem regulamentos complementares para sua aplicação. Na Costa Rica, sob a liderança da ARESEP (Autoridade Reguladora de Serviços Públicos), a demanda por padrões de qualidade e segurança é mantida, juntamente com o aumento da coordenação técnica entre operadores e distribuidores. A ARESEP tem a função de ditar, aprovar e supervisionar a conformidade com todos os instrumentos regulatórios necessários para garantir qualidade, confiabilidade e segurança, bem como para a integração eficiente dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).

Por fim, Guatemala, El Salvador e Peru adotaram marcos regulatórios que priorizam a abertura e simplificação dos procedimentos de conexão, com o objetivo de facilitar a incorporação da GD. Na Guatemala, o Padrão Técnico para Geração Distribuída Renovável (NTGDR) garante o acesso obrigatório dos geradores à rede e centraliza a aprovação de obras e requisitos técnicos na CNEE. Em El Salvador, a regulamentação para Usuários Produtores Renováveis (UPR) simplifica a conexão de pequenos sistemas de auto-consumo, privilegiando a segurança básica

e reduzindo a necessidade de estudos técnicos complexos. No Peru, a Lei nº 28832 e o Decreto Legislativo nº 1221 reconhecem o direito de acesso à rede e estabelecem incentivos econômicos para a GD, enquanto a regulamentação técnica específica que define as condições de coordenação está em processo de consolidação.

Além das diferenças, o desafio comum na região é alinhar a regulamentação com as capacidades reais dos distribuidores. Em muitos contextos, essas empresas continuam sendo tratadas como agentes passivos de conexão, quando na verdade são diretamente responsáveis por preservar a estabilidade técnica e econômica do sistema. Os desenvolvimentos regulatórios devem caminhar para esquemas de acesso condicionais e tecnicamente gerenciados, que dão aos distribuidores poderes claros para avaliar, priorizar e, quando necessário, limitar a incorporação de novos geradores. Somente sob um marco que equilibra abertura com responsabilidade técnica, a expansão da geração distribuída pode ser realizada de forma segura, sustentável e de maneira consistente com as condições reais das redes de distribuição. A Tabela 2 resume os principais elementos normativos que estruturam o regime GD nos nove países latino-americanos participantes deste estudo. Inclui a capacidade instalada estimada, o arcabouço legal atual, os esquemas de remuneração excedente vigentes e o limite máximo de poder definido pelos regulamentos para considerar um projeto dentro do regime GD. Em alguns casos, esse regime também abrange instalações que vendem sua energia no mercado atacadista, sem acesso a tarifas reguladas.

Tabela 2. Parâmetros regulatórios do regime de geração distribuída em países selecionados da América Latina (2024)

País	Capacidade Instalada de GD (2024)	% Total	Estrutura regulatória (ano)	Limite de potência superior na velocidade GD	Esquema predominante de remuneração excedente
Argentina	59 MW	0,1 %	Lei 27.424 (2017)	12 MW	Faturamento líquido
Brasil	35.600 MW	15 %	Lei 14.300 (2022)	5 MW	Medição líquida
Chile	4.300 MW	12 %	Lei 20.571 (2012, alterada em 2018)	9 MW*	Faturamento líquido
Colômbia	487 MW	2 %	CREG 030 (2018) e CREG 174 (2021)	5 MW*	Faturamento líquido
Costa Rica	100 MW	3 %	Regulamento GD ARESEP (2019–2022)	5 MW	Faturamento líquido
Equador	60 MW	1 %	ARCONEL 005 (2024) e Código de Conexão (2024)	10 MW*	Medição líquida
El Salvador	340 MW	12 %	Regulamentos UPR SIGET (2017)	Não definido	Faturamento líquido
Guatemala	210 MW	6 %	NTGDR (2014)	5 MW	Medição líquida
Peru	N/A	N/A	Lei nº 28.832 (2006)	A ser definido	A ser definido

COMPARATIVO DE ESTRUTURAS REGULATÓRIAS

Categorias de Potência e Limites

Na América Latina, a segmentação por escala de potência opera como um princípio regulatório que permite ajustar requisitos técnicos, administrativos e econômicos de acordo com o tamanho e o impacto potencial de cada projeto. Mais do que uma classificação nominal, essa abordagem busca estabelecer limites de potência que definam precisamente os requisitos aplicáveis a cada tipo de instalação, desde procedimentos de conexão até responsabilidades contratuais. Embora a maioria dos países diferencie entre micro, pequeno, médio e grande porte para graduar esses requisitos, alguns marcos optam por esquemas mais centralizados. A Guatemala, por exemplo, mantém uma única categoria na qual as decisões técnicas estão concentradas na autoridade reguladora e o distribuidor atua principalmente como executor do processo de conexão.

A implementação do princípio da segmentação varia significativamente entre países. Alguns marcos estabelecem um único limite de energia que separa o regime de geração distribuída do regime convencional. Outros introduzem distinções funcionais, como a diferença entre instalações destinadas exclusivamente ao autoconsumo e aquelas voltadas para a venda de excedentes. Em alguns casos, a segmentação é ainda mais aprofundada subdividindo categorias menores, a fim de adaptar procedimentos e requisitos técnicos ao nível de complexidade e risco de cada projeto. Essas diferenças refletem o grau de especificidade com que cada regulamentação aborda a geração distribuída e o tipo de equilíbrio que busca entre facilitação de acesso e controle operacional.

Na microgeração, os marcos regulatórios latino-americanos privilegiam a simplicidade administrativa, mas sob condições de verificação técnica. No Brasil, a microgeração (≤ 75 kW) exige a apresentação de formulários padronizados e certificados de conformidade por parte dos investidores, além de

restringir o poder à demanda contratada. O procedimento é realizado por notificação, e a conexão é limitada a baixa voltagem. Na Argentina (≤ 3 kW), a proteção ao usuário contra objeções só funciona se o equipamento for certificado e a potência de conexão declarada não for excedida. Esse limite está vinculado a um procedimento simplificado e ao direito à conexão garantido por lei. Na Colômbia (≤ 10 kW), o procedimento simplificado é válido apenas desde que a geração não exceda 50% da capacidade nominal do circuito, e estudos formais sejam ativados caso contrário. Nesse caso, a inspeção é visual, e o sistema deve respeitar as configurações e proteções dos inversores verificadas pelo operador da rede. Na Costa Rica (≤ 100 kVA), o distribuidor deve verificar que a rede tem capacidade suficiente e pode impor limites físicos, como que a potência não exceda 50% da capacidade dos condutores. Esses arcabouços refletem um consenso regional sobre a necessidade de regras simples e verificáveis, proporcionais ao risco técnico de instalações menores.

Em GD de média escala, entendida como uma categoria comparativa entre extremos de poder, os arcabouços regulatórios latino-americanos diferem no grau de formalidade e profundidade dos estudos exigidos, refletindo diferentes visões sobre o impacto desses projetos na rede. Alguns países mantêm procedimentos semelhantes à microgeração, priorizando a agilidade administrativa, mas com controles técnicos básicos. Na Argentina (3–300 kW), objeções são levantadas quando estudos de viabilidade demonstram riscos para a segurança do sistema, após justificção ao regulador. Esse limite corresponde à faixa em que um procedimento simplificado é admitido, desde que o usuário utilize equipamentos certificados e não exceda a capacidade declarada. No entanto, a autorização final está sujeita à avaliação técnica do distribuidor. Na Colômbia (100 kW–1 MW), os projetos devem submeter um Estudo de Conexão Simplificada e cumprir testes de coordenação de proteção, que introduzem um primeiro nível de análise

técnica. Se a geração proposta exceder 50% da capacidade nominal do circuito, é necessário um estudo adicional, e os custos de adaptação são arcados com o requerente. No Brasil, projetos entre 75 kW e 5 MW (minigeração) devem assinar um Acordo Operacional e, se excederem 500 kW, apresentar garantias econômicas proporcionais ao tamanho do projeto, enquanto os custos de expansão da rede também recaem sobre o gerador. Outras regulamentações, mais conscientes do impacto sistêmico dessa escala, tendem para esquemas onde a viabilidade da conexão depende explicitamente da capacidade da rede e da compatibilidade elétrica do ponto de acoplamento. No Chile (10–300 kW), o distribuidor calcula a Capacidade Instalada Permitida (CIP) e a Injeção Excedente Permitida (IEP), ativando requisitos adicionais caso o gerador exceda os limites definidos para seu ponto de conexão. Na Costa Rica (100 kVA–1 MVA), a aprovação depende da capacidade disponível, e os reforços da rede são em detrimento do gerador. No Equador (≤ 100 kW), são necessários estudos de fluxo de potência, curto-circuito e desequilíbrio de tensão, e os distribuidores podem suspender instalações que não cumpram os parâmetros aprovados.

Em GD de grande escala, os marcos regulatórios latino-americanos aplicam diferentes modelos de controle técnico e econômico que refletem seu impacto sistêmico e a necessidade de coordenação com o operador do sistema. Embora esses projetos ainda façam parte formalmente do regime de geração distribuída, eles devem atender a requisitos comparáveis aos de uma usina convencional, tanto em termos de documentação quanto de engenharia. No Equador (>100 kW–10 MW), isso implica o cumprimento dos requisitos de despacho do CENACE e critérios de estabilidade, como o suporte a quedas de tensão, bem como o financiamento total das obras ou adaptações necessárias para evitar impactos negativos na qualidade e confiabilidade do sistema. Na Colômbia (>1 MW), é exigido o cumprimento dos Acordos de CNO, a apresentação

de garantias de capacidade e o relatório regular de dados técnicos e energéticos ao regulador, além de assumir os custos de reforços caso a rede não tenha capacidade suficiente. No Chile, isso é implementado por meio da obrigação de financiar as “Obras Adicionais” definidas pelo distribuidor, e na Argentina (>300 kW–12 MW), as regulamentações conferem à empresa o poder de se opor à conexão quando alguns riscos são acreditados. No Brasil (>75 kW–5 MW), o processo de conexão é realizado dentro de um arcabouço definido pela ANEEL, no qual o distribuidor desempenha principalmente um papel formal de validação. Sua responsabilidade está focada em verificar a submissão dos documentos exigidos, garantias de conformidade fiel e de conformidade técnica dos equipamentos, em vez de realizar avaliações caso a caso. Uma vez ultrapassado o limite superior de DG, as instalações geralmente mudam para o regime geral de geração, o que implica maiores exigências e uma relação contratual diferente com o sistema elétrico.

A Tabela 3 sintetiza as diferenças regulatórias gerais entre as três escalas da geração distribuída, mostrando como os marcos latino-americanos avaliam os requisitos técnicos, econômicos e administrativos com base no impacto potencial de cada projeto. Embora os intervalos e categorias não sejam totalmente equivalentes entre países, essa classificação nos permite identificar tendências comuns e abordagens regulatórias recorrentes na região.

Tabla 3. Comparación de las escalas de generación distribuida.

Parâmetro	GD em menor escala	GD em média escala	GD em grande escala
Intervalo de potência	Geralmente menos de 10 kW.	Geralmente entre 10 kW e 1 MW.	Geralmente entre 1 MW e 10 MW.
Abordagem regulatória	Simplicidade administrativa e acesso ágil, com foco em padronização e verificação técnica básica.	Um processo mais estruturado que introduz análise técnica de redes e exige prazos mais longos.	O processo se assemelha ao de uma usina geradora, portanto requer coordenação com o Operador do Sistema.
Crítérios-chave de conexão	Equipamento certificado, limite para energia contratada e verificação da capacidade da rede.	Estudos de conexão, análise de rede (fluxo, proteções, curto-circuito) e cálculo da capacidade da rede.	Conformidade com os códigos nacionais da rede, estudos técnico-econômicos, apresentação de garantias.
Responsabilidade por obras e custos	Nenhuma grande obra está planejada, e a conexão é aprovada se os critérios pré-definidos forem atendidos.	O gerador assume os custos das adaptações ou reforços necessários na rede.	O gerador financia os trabalhos adicionais ou reforços sistêmicos definidos pelo distribuidor ou regulador.

Experiências regionais confirmam que segmentar a GD de acordo com seu impacto na rede é essencial para equilibrar flexibilidade e controle. Somente por meio de categorias com responsabilidades proporcionais os distribuidores podem gerenciar a expansão desses recursos com segurança, preservar a qualidade do serviço e manter a sustentabilidade técnica e econômica do sistema de distribuição.



A segmentação por escala de potência opera como um princípio regulatório.

Injeção excedente e participação de mercado

De acordo com o grau de interação com a rede e a forma como a energia gerada é avaliada, a regulação latino-americana distingue três níveis de integração da geração distribuída: autoconsumo puro, que opera sem troca comercial com o distribuidor; esquemas de remuneração regulados, que permitem a venda controlada de excedentes a preços fixados pela autoridade; e participação no mercado de eletricidade, reservada para projetos de maior escala que possam negociar energia diretamente no atacado ou por meio de contratos bilaterais. Essas três modalidades compõem o arcabouço econômico da GD na região e definem o grau de complexidade técnica, comercial e regulatória associado a cada tipo de conexão.

No nível mais básico de integração, e coexistindo com outros esquemas de injeção, vários países latino-americanos mantêm regulamentações para GD voltadas exclusivamente para o autoconsumo. Fundamentalmente, é uma modalidade voluntária, onde o usuário escolhe explicitamente, no momento da conexão, não entregar excedentes à rede, ou não receber qualquer tipo de reconhecimento econômico por eles. Essa escolha é formalizada de diferentes maneiras. Na Colômbia, o auto-gerador pode ser declarado “sem entrega de excedentes”, instalando dispositivos que limitam a injeção a zero. Na Costa Rica, ao optar por essa modalidade, são necessários mecanismos tecnológicos para evitar o fluxo reverso. Na Guatemala, o usuário pode declarar expressamente que não deseja participar como vendedor de energia. Justamente porque é uma escolha que garante a não injeção, o processo de conexão é simplificado ao máximo, isentando o usuário de estudos de impacto na rede. Esses esquemas, portanto, configuram o nível zero de integração, focados na autos-

suficiência, e constituem a modalidade mais estável e menos arriscada para os distribuidores, já que não estabelecem uma relação comercial para a compra de energia.

Partindo desse nível básico de integração, a regulamentação latino-americana também incorporou esquemas que permitem a injeção de excedentes na rede, integrando o usuário-gerador à estrutura econômica do sistema elétrico. Nessa categoria, predominam os mecanismos de medição líquida e faturamento líquido. No esquema de medição líquida, os países latino-americanos que o adotam diferem principalmente nos termos e condições para o uso dos créditos energéticos acumulados pelos excedentes injetados na rede. No Equador, o saldo líquido mensal permite que os créditos sejam mantidos por até vinte e quatro meses, após os quais expiram sem compensação econômica. E, na Guatemala, usuários autoprodutores com excedentes mantêm seus créditos até que se esgotem, sem prazo pré-definido, embora sem receber qualquer pagamento. No Brasil, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) permite acumular créditos por até sessenta meses. Embora a Lei nº 14.300/2022 mantenha o sistema completo de compensação energética para sistemas pré-existentes até 2045, ela estabelece uma metodologia de crédito kWh para novas conexões com descontos progressivos para o uso do sistema de distribuição, reduzindo assim o valor líquido compensado em relação ao consumo. Em geral, esses modelos de compensação energética, embora tenham impulsionado a adoção residencial e comercial da geração distribuída, tendem a subestimar o uso de infraestrutura e serviços de backup que garantem a continuidade do fornecimento. A Tabela 4 resume essas diferenças nos períodos de acumulação e no tratamento dos excedentes para os países analisados.

Tabela 4. Análise comparativa do vencimento de créditos em net metering.

País	Período máximo de acumulação	Tratamento das dotações excedentes
Equador	24 meses	O saldo acumulado é resetado para zero (expira) e nenhuma compensação financeira é concedida.
Brasil	60 meses	Os créditos expiram sem compensação e beneficiam o sistema tarifário.
Guatemala	Não definido	O crédito é esgotado pelo consumo, sem especificar um prazo fixo para sua expiração.

No caso da faturação líquida, as diferenças regulatórias entre os países concentram-se principalmente no método e valor da remuneração aplicada aos excedentes. Na Argentina, a Lei nº 27.424 estabelece um regime de Saldo Líquido de Faturamento, onde os excedentes são remunerados ao preço sazonal do Mercado Atacadista de Eletricidade (MEM), com a possibilidade de acumular créditos monetários por até seis meses ou solicitar seu reembolso. Esse esquema também concede isenção de IVA e imposto de renda para instalações de até 300 kW. No Chile, a Lei nº 20.571 determina que os excedentes são avaliados ao preço do nó de energia, incorporando um fator de perdas evitadas, e são deduzidos da conta de eletricidade do cliente dentro do mesmo ciclo de faturamento. Os saldos restantes que não forem descontados devem ser pagos após cinco anos, conforme estabelecido pela re-

gulamentação vigente. Esse esquema se aplica apenas a instalações de até 300 kW sob o regime GD. Na Costa Rica, a modalidade Complete Net Metering permite a venda direta de excedentes ao distribuidor, a um preço regulado pela ARESEP, calculado de acordo com a estrutura tarifária vigente e os custos evitados do sistema. A liquidação anual é feita aplicando o preço vigente no momento da entrega de energia. Na Colômbia, a regulação combina ambos os mecanismos: excedentes equivalentes ao consumo mensal são compensados pela energia, enquanto excedentes adicionais são liquidados ao preço do mercado de ações por hora, gerando um esquema híbrido de compensação. A Tabela 5 resume essas diferenças nos mecanismos de remuneração e nos prazos de liquidação do excedente para os países analisados.

Tabela 5. Análise comparativa dos mecanismos de remuneração na faturação líquida.

País	Recuperação dos excedentes de energia	Gestão de crédito e prazo
Argentina	Preço sazonal do Mercado Atacadista de Eletricidade (MEM).	Crédito monetário acumulado. Reembolso disponível após 6 meses. Isenta de IVA e lucros de até 300 kW.
Chile	Avaliação ao preço do nó de energia, incluindo o fator de perdas evitadas.	Desconto na conta mensal. Os restantes se acumulam (ajustados pelo IPC) e devem ser pagos após 5 anos.
Costa Rica	Venda de excedentes a um preço regulado pela ARESEP (baseado em taxas horárias/sazonais).	Acumulação mensal de energia. Liquidação financeira anual.
Colômbia	Modelo híbrido: 1) Crédito energético até o consumo mensal; e 2) Venda ao preço da sacola para excedentes adicionais.	Liquidação mensal de créditos e saldos.

A Figura 3 mostra a distribuição geográfica dos principais esquemas de remuneração nos países latino-americanos analisados, diferenciando entre modelos de net metering e net billing, bem como aqueles marcos regulatórios onde ainda não foi definido um esquema específico para a remuneração de excedentes.



Fig. 3. Esquemas de net billing y net metering en América Latina.

Requisitos de Conexão e Medição

Uma vez definidos os limites de potência e regimes de injeção, sua implementação é materializada por meio de um conjunto de instrumentos que combinam gestão administrativa, validação técnica e controle operacional. Juntos, esses mecanismos permitem que os distribuidores exerçam uma governança abrangente sobre a expansão da GD, garantindo controle operacional, transparência comercial e sustentabilidade do sistema.

Nesse contexto, o procedimento de conexão é a principal ferramenta administrativa pela qual os distribuidores canalizam as aplicações para a incorporação de novas gerações. Seu grau de rigor varia dependendo do país e da escala do projeto. Na pequena geração, onde o risco individual é limitado, predominam esquemas simplificados de notificação e verificação, com revisões documentais básicas ou inspeção visual. Esse é o caso, por exemplo, na Colômbia, onde projetos com menos de 10 kW exigem que o Operador da Rede realize uma inspeção visual ou verificação dos parâmetros declarados. Por outro lado, projetos entre 10 e 100 kW devem ser verificados quanto a parâmetros técnicos e de proteção de acordo com o Acordo de CNO. No Brasil, a microgeração (≤ 75 kW) é processada por meio de formulários padronizados e certificados de conformidade dos investidores, sem possibilidade de exigir documentação adicional à exigida pela ANEEL, e formalizada com a entrega da Relação Operacional.

Em escala média, os procedimentos são formalizados por meio de aplicações padronizadas e revisões técnicas mais detalhadas: no Brasil, projetos de mini-geração (75 kW–5 MW) devem submeter formulários padronizados definidos pela ANEEL e formalizar um Acordo Operacional com o distribuidor, enquanto na Costa Rica os distribuidores devem emitir um parecer de viabilidade em um prazo máximo de quinze dias úteis. No Equador, geradores autônomos de até 100

kW estão isentos de pagar pelo processo de viabilidade da conexão. No entanto, o distribuidor deve realizar análise de fluxo de potência, análise de desequilíbrio de tensão e análise de falhas, cujos resultados podem condicionar a conexão caso detectem riscos para a rede. Além disso, o usuário deve cobrir a diferença de custo do medidor bidirecional e assumir quaisquer ajustes necessários na rede.

Por fim, em projetos maiores, o processo é transformado em uma análise técnica exaustiva que exige pareceres de viabilidade, garantias de capacidade e coordenação com o operador do sistema. Na Colômbia, projetos entre 100 kW e 1 MW exigem um Estudo de Conexão Simplificado com verificação pelo operador da rede, em até dez dias úteis, enquanto para projetos GD com capacidade superior a 1 MW, é exigida conformidade com todos os testes estabelecidos no acordo CNO. No Equador, projetos acima de 1 MW devem obter certificados preliminares e definitivos de viabilidade, realizar estudos de estabilidade dinâmica e coordenar com o CENACE. Além disso, o gerador assume os custos das obras ou adaptações de rede estritamente necessários para evitar impactos negativos na segurança ou operação. Chile e Argentina aplicam abordagens semelhantes. No Chile, a conexão pode envolver ajustes justificados por estudos elétricos que devem ser pagos pelo proprietário da usina de geração. Na Argentina, os distribuidores só podem se opor a uma conexão se comprovarem riscos técnicos por meio de estudos anteriores. Essa progressão reflete um princípio de proporcionalidade técnica e administrativa: quanto menor a escala, maior a agilidade; quanto maior a escala, maior o controle. Dessa forma, os procedimentos de conexão permitem que as concessionárias gerenciem a expansão da geração distribuída de forma ordenada, equilibrando acesso, segurança e previsibilidade operacional.

Os estudos elétricos, por outro lado, são a principal ferramenta de engenharia disponível para distribuidores avaliarem a viabilidade

de técnica de cada projeto, e a profundidade da análise também varia entre países e escalas de potência. Em pequena escala, estudos individuais de impacto geralmente não existem. Em vez disso, o distribuidor aplica regras prescritivas ou limiares de capacidade agregada, como o limite de 50% da capacidade de circuito na Colômbia, funcionando mais como uma verificação de conformidade do que como uma análise detalhada. É em escala média que estudos específicos se tornam obrigatórios, focados na avaliação da rede local de distribuição. Na Colômbia, projetos entre 100 kW e 1 MW devem submeter um Estudo de Conexão Simplificada. O cálculo da Capacidade Instalada Permitida (CIP) no Chile é um exemplo paradigmático desse nível: uma análise formal para determinar a “folga” técnica do circuito. Por fim, em projetos maiores, o escopo da análise é estendido ao sistema elétrico em sua totalidade, exigindo estudos complexos e coordenação com o Operador Nacional do Sistema. No Equador, esses estudos incluem análise dinâmica (estabilidade de tensão, estabilidade em frequência) e a coordenação com o CENACE é ativada quando a potência nominal é igual ou maior que 1 MW.

Nesse ponto, o contrato de conexão torna-se a ferramenta legal que formaliza a relação operacional e comercial entre o gerador e o distribuidor. Seu escopo e complexidade variam de acordo com a escala do projeto e as disposições nacionais. Em pequena escala, sua formalidade é mínima. No Brasil (≤ 75 kW), a formalização ocorre por meio de um documento padronizado denominado “Relacionamento Operacional”. No Chile, o contrato deve conter as características técnicas essenciais e a capacidade instalada dos equipamentos. Ao escalar para a escala média, o contrato evolui para um documento específico, como visto no Chile ou na Costa Rica, definindo claramente as responsabilidades operacionais. Por fim, em projetos de grande escala, o acordo é transformado em

um documento complexo de interconexão, frequentemente envolvendo o operador do sistema. Esses contratos incluem cláusulas sobre proteção, operação e esquemas de manutenção. No Equador, o Contrato de Conexão é abrangente e inclui cláusulas sobre participação no mercado, despacho coordenado e penalidades por incumprimento.

Por fim, os sistemas de medição, controle e supervisão constituem a instrumentação física que permite ao distribuidor gerenciar a operação da rede em tempo real. Seu nível de sofisticação, como nos instrumentos anteriores, varia de acordo com a escala do projeto e o arcabouço regulatório de cada país. Em pequena escala, a necessidade se limita à medição bidirecional e proteções intrínsecas do inversor, projetadas para desligar o equipamento em caso de anomalias. Na microgeração no Brasil, a redundância das proteções é desnecessária. Ao transitar para a escala média, a necessidade evolui para sistemas de telemetria e proteções coordenadas, que proporcionam ao distribuidor visibilidade remota. No Brasil, usinas de geração com capacidade instalada maior ou igual a 300 kW devem possuir sistemas de controle de tensão e frequência, e projetos brasileiros acima de 500 kW devem incorporar proteções contra desequilíbrio de corrente, desbalanço de tensão e sobrecorrente direcional. Em projetos de grande escala, o controle se torna ativo e centralizado: a integração com os sistemas SCADA do centro de controle torna-se uma exigência, capacitando o distribuidor, ou o operador do sistema, a realizar manobras de controle remoto, conforme exigido no Equador ou Costa Rica.

A Tabela 6 resume essa progressão dos requisitos técnicos, administrativos e contratuais de acordo com a escala de potência da instalação. Embora a tabela ilustre as tendências gerais observadas, é essencial esclarecer que os limites de energia e os requisitos específicos variam de acordo com o arcabouço regulatório de cada país.

Tabela 6. Progressão dos requisitos de conexão conforme a escala.

Requisito	Pequena escala	Escala média	Grande escala
Procedimentos de conexão	Notificação e verificação simplificadas (revisão documental ou visual).	Aplicação padronizada com revisão técnica detalhada. Exige um parecer de viabilidade.	Análise técnica abrangente. Exige um relatório de viabilidade e garantias, sujeito à capacidade e às obras.
Estudos elétricos	Inexistente ou nulo. Regras prescritivas ou limiares de capacidade agregada se aplicam.	Estudos específicos obrigatórios, focados na rede local de distribuição.	Estudos complexos de sistemas (estabilidade dinâmica, tensão) coordenados com o operador nacional.
Contrato de conexão	Mínimo de formalidade. Geralmente um adendo ao contrato de fornecimento ou formulário padrão.	Contrato específico que atribui custos de adaptação e define responsabilidades operacionais.	Acordo de interconexão complexo. Envolve o operador do sistema (despacho, penalidades).
Medição, controle e monitoramento	Medição bidirecional e proteções passivas intrínsecas do inversor (anti-ilha).	Sistemas de telemetria e proteções coordenadas para visibilidade remota do distribuidor.	Controle ativo e centralizado. Integração obrigatória com SCADA e capacidade de controle remoto.

Responsabilidades da Distribuidora

Nesse novo cenário, as distribuidoras assumem um conjunto ampliado de funções administrativas, técnicas e operacionais, com o objetivo de garantir uma integração segura e transparente da geração distribuída. A primeira manifestação desse novo papel se materializa nas responsabilidades administrativas. No Equador e na Guatemala, as distribuidoras assumem um crescente ônus administrativo ligado à gestão em massa de solicitações, formulários e certificados de conexão, que devem ser processados sob prazos e formatos padronizados definidos pelos reguladores. Na Colômbia e Costa Rica, o papel administrativo é estendido à transparência e gestão das informações operacionais, já que as regulamentações exigem a publicação de mapas georreferenciados com a capacidade disponível dos circuitos e a manutenção de plataformas di-

gitais ou janelas virtuais para centralizar o processamento e a troca de dados. Essas tarefas tornam o distribuidor um fornecedor de informações estratégicas para o sistema elétrico, uma função que exige capacidades e recursos técnicos adicionais, e que expande significativamente seu mandato tradicional de operação e manutenção da rede.

Além das tarefas administrativas, também surgem responsabilidades técnicas. Em estruturas como as do Chile e do Equador, os distribuidores devem avaliar tecnicamente os pedidos de conexão e, quando apropriado, realizar ou revisar estudos elétricos que analisem o impacto dos projetos em perfis de tensão, níveis de curto-circuito e outros parâmetros críticos. Além disso, são obrigados a fornecer as informações básicas de suas redes aos candidatos e a verificar os resultados dos estudos realizados por terceiros, garantindo sua coerência técnica.

Essas funções envolvem uma sofisticação crescente na gestão de rede, exigindo capacidades analíticas avançadas, ferramentas de modelagem elétrica e pessoal especializado em proteção, controle e simulação. Nesse contexto, o distribuidor assume um papel técnico central na operação do sistema de distribuição, responsável por preservar seu desempenho seguro e confiável diante da expansão da geração distribuída.

Em termos de conexão física e operação, os distribuidores assumem um papel direto na execução, supervisão e comissionamento das instalações de geração distribuída. No Brasil e Chile, os distribuidores realizam a inspeção final das instalações, instalam ou ativam o sistema de medição e formalizam o início da operação comercial do gerador. Na Guatemala, a conexão física só pode ser feita sob a coordenação e supervisão direta da empresa de distribuição, enquanto no Equador é necessário supervisionar os testes de obras e operacionais para garantir que a conexão atenda às condições de segurança e confiabilidade do sistema. Em todos os casos, essas tarefas envolvem um ônus operacional significativo e geram custos técnicos diretos que raramente são explicitamente reconhecidos em esquemas regulatórios, apesar de serem essenciais para preservar a interoperabilidade, segurança e estabilidade da rede de distribuição.

Em termos de responsabilidades de medição e liquidação, os distribuidores estão expandindo seu papel para a gestão comercial e operacional de energia. No Brasil e Chile, o regulamento atribui ao distribuidor a instalação, manutenção e operação de sistemas avançados de medição, capazes de registrar com precisão tanto a energia importada quanto exportada. Além disso, há a obrigação de processar esses dados e refletir os resultados no faturamento, seja por meio de créditos de energia ou compensação monetária. A implementação dessas tarefas exige capacidades tecnológicas e operacionais adicionais, bem como uma coordenação mais próxima entre as áreas técnica, co-

mercial e regulatória, elementos-chave para garantir a rastreabilidade das informações e a estabilidade do sistema de distribuição em um ambiente cada vez mais descentralizado.

Em termos de supervisão regulatória e responsabilidades de conformidade, os distribuidores assumem um papel ativo no monitoramento operacional da GD. Em El Salvador e no Equador, os regulamentos prevêem expressamente o poder dos distribuidores para realizar inspeções subseqüentes e, em caso de grave descumprimento, solicitar ou executar a suspensão temporária da operação. Essa tarefa reforça o papel do distribuidor como garantidor da integridade do sistema local e como o primeiro nível de controle técnico na supervisão da conformidade regulatória, função que exige capacidades institucionais adequadas e suporte regulatório para manter a segurança e a confiabilidade da rede.

A Tabela 7 resume os principais papéis que os distribuidores assumem na gestão da DG, ilustrados com exemplos de aplicação em alguns países da região.



As distribuidoras assumem um conjunto ampliado de funções administrativas, técnicas e operacionais.

Tabela 7. Responsabilidades operacionais e regulatórias dos distribuidores na integração da geração distribuída

Nova responsabilidade	Função principal do distribuidor	Tarefas específicas
Gestão Administrativa	Canalizar solicitações e fornecer informações estratégicas ao sistema.	Equador e Guatemala: processamento em massa de solicitações e formulários. Colômbia e Costa Rica: publicação de mapas de capacidade de rede e manutenção de plataformas digitais ou janelas virtuais.
Engenharia e análise técnica	Avaliar a viabilidade e o impacto técnico de cada projeto.	Argentina, Chile e Equador: realização ou validação de estudos elétricos detalhados. Múltiplos países: fornecimento de informações de base de rede e verificação da consistência técnica de estudos de terceiros.
Conexão física e comissionamento	Supervisionar a instalação física correta e a qualificação do gerador.	Brasil e Chile: inspeção final e instalação do sistema de medição. Equador e Guatemala: supervisão direta dos trabalhos e testes operacionais antes da comissionamento.
Medição e Liquidação Comercial	Gerenciar a gravação e a limpeza dos fluxos de energia.	Brasil e Chile: instalação, operação e manutenção de medição bidirecional. Equador e Argentina: processamento de dados energéticos e reflexão de créditos ou compensações em faturamento.
Supervisão e Conformidade Regulatória	Atuar como garantidor da segurança da rede e da conformidade regulatória.	El Salvador e Equador: inspeções pós-conexão e suspensão de operações em caso de grave incumprimento. Vários marcos: papel de primeiro nível do controle técnico do sistema.

Restrições possíveis de conexão

Embora a maioria dos marcos latino-americanos consagre o princípio do acesso aberto à rede, esse direito coexiste com a necessidade de os distribuidores terem poderes claros para condicionar ou limitar novas conexões quando houver riscos fundamentados à segurança ou qualidade do serviço. Restrições não são um ato discricionário, mas uma ferramenta técnica indispensável para manter a estabilidade do sistema e salvaguardar a continuidade do fornecimento. Na prática, as causas que justificam tais limitações são agrupadas em três áreas principais: razões técnicas, condições de segurança operacional e restrições decorrentes da capacidade disponível da rede. Essa abordagem equilibrada possibilita conciliar o acesso de novos geradores com a responsabilidade fundamental dos distribuidores de garantir uma operação segura e confiável do sistema elétrico.

As restrições técnicas impostas pelos distribuidores variam de acordo com o arcabouço regulatório. No Brasil e no Equador, o distribuidor define o nível de tensão, o número de fases e a potência máxima permitida de acordo com a configuração do circuito a partir da etapa de projeto. No Chile e na Colômbia, as normas de interconexão estabelecem requisitos específicos para proteções, esquemas anti-ilha e compatibilidade elétrica, que os distribuidores devem verificar antes de autorizar a conexão. Em projetos que incorporam conversores eletrônicos de energia, é exigida a apresentação de documentação técnica ou testes certificados que acreditem conformidade com normas internacionais, prática aplicada na Argentina, Brasil e Guatemala. Alguns países adotaram esquemas de controle de qualidade mais refinados: a Costa Rica proíbe variações de voltagem superiores a 5%, enquanto o Equador autoriza o distribuidor a revogar

o certificado de qualificação caso o gerador não cumpra repetidamente os padrões de qualidade. Nos marcos regulatórios mais avançados, como no Chile e na Colômbia, o distribuidor pode condicionar a conexão ou ajustar parâmetros operacionais para evitar distúrbios, sobrecargas ou riscos de segurança.

Quanto às restrições de segurança operacional, os distribuidores têm poderes específicos para prevenir riscos e proteger a integridade da rede durante a operação da geração distribuída. Na Argentina e Costa Rica, os regulamentos obrigam os geradores a garantir que sua operação não afete a continuidade ou segurança do Sistema Elétrico Nacional, e devem incorporar proteções anti-ilha e desconexão automática em caso de falhas. No Brasil, os distribuidores podem exigir medidas adicionais quando há vulnerabilidades locais, enquanto no Equador e em El Salvador eles têm autoridade para suspender imediatamente a operação de instalações que representem risco para pessoal ou equipamentos. Argentina e Colômbia reconhecem expressamente seu poder de desconectar geradores que operam fora do comum ou colocam em risco a estabilidade do sistema.

Em termos de restrições associadas à capacidade da rede, os marcos latino-americanos aplicam duas abordagens complementares. O primeiro é baseado em limiares pré-definidos, como o limite de 50% da capacidade nominal do circuito na Colômbia, que atua como um controle preventivo quantitativo. A segunda, mais dinâmica, delega ao distribuidor o poder de calcular a capacidade efetiva de recepção e condicionar a conexão quando as margens técnicas admissíveis são excedidas. No Chile, a determinação da Capacidade Instalada Permitida (CIP) e da Injeção Excedente Permitida (IEP) possibilita estabelecer limites operacionais precisos e, se excedidos, exigir que o requerente financie as obras de reforço necessárias. Mecanismos semelhantes existem na Argentina, Equador ou Guatemala, onde a

aprovação depende da viabilidade técnica e da real disponibilidade da rede, e os ajustes são responsabilidade da parte interessada. Essas ferramentas são um elemento central da gestão de ativos dos distribuidores, permitindo que eles mantenham a confiabilidade do sistema, protejam a equidade entre os usuários e garantam que os custos do desenvolvimento da rede sejam assumidos por quem a origina.

Mecanismos de Recuperação de Investimentos em Rede

O primeiro mecanismo para sustentar a integração financeira da geração distribuída é a alocação direta dos custos ao gerador, de acordo com o princípio da causalidade. No Chile, o gerador deve pagar por trabalhos adicionais quando seu projeto ultrapassa a capacidade técnica do circuito. Equador e Guatemala aplicam o mesmo princípio, obrigando o requerente a financiar as extensões necessárias. Na Argentina, o usuário-gerador cobre o custo do medidor e a conexão ou a conexão incluída na tarifa por meio da seguinte Revisão Tarifária de Cinco Anos (RQT), enquanto na Costa Rica e no Equador é obrigado a pagar a diferença por equipamentos bidirecionais avançados. Esse esquema evita subsídios cruzados e preserva a sustentabilidade econômica das redes de distribuição, garantindo que os custos individuais não sejam repassados para os demais usuários.

Quando a alocação direta não cobre os impactos sistêmicos da geração distribuída, os marcos regulatórios recorrem a mecanismos de recuperação por meio de tarifas ou encargos regulados, que permitem o reconhecimento dos custos compartilhados de integração. Na Costa Rica, investimentos em adaptação de redes são reconhecidos nos estudos tarifários da ARESEP. No Brasil, são remunerados por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), proporcionando estabilidade financeira, e na Guatemala, são aplicados encargos fixos e de energia que garantem a contribuição do gerador para

os custos estruturais do sistema. No Equador, o gerador pode construir e transferir as obras para o distribuidor, que então recupera as despesas operacionais e de manutenção por meio de sua estrutura tarifária. Esses mecanismos complementam o princípio da causalidade e garantem a sustentabilidade econômica do sistema diante da crescente expansão da geração distribuída.

Por fim, alguns marcos regulatórios estão caminhando para esquemas de valorização técnica, que reconhecem o impacto real da geração distribuída nas perdas e na eficiência operacional da rede. Na Colômbia, o preço pago ao gerador inclui um componente que remunera a redução das perdas. No Chile, os excedentes são valorizados incorporando as menores perdas associadas à geração local, e na Guatemala, se um gerador aumenta as perdas, ele deve financiar a solução técnica ou compensar financeiramente seu efeito. Essa abordagem busca alinhar os incentivos econômicos com o desempenho técnico do sistema, promovendo uma expansão mais eficiente e sustentável da geração distribuída.



O primeiro mecanismo para sustentar a integração financeira da geração distribuída é a alocação direta dos custos ao gerador.



ABORDAGENS REGULATÓRIAS INTERNACIONAIS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A expansão global da GD impulsionou profundas reformas regulatórias em muitos países, redefinindo o papel dos operadores de sistemas de distribuição (DSOs) e os mecanismos para a sustentabilidade econômica da atividade. Nos sistemas mais avançados, a distribuidora não atua mais como agente passivo que garante o abastecimento, mas como gestora ativa de redes bidirecionais, responsável por integrar, coordenar e controlar os recursos energéticos distribuídos (RED) sob critérios de eficiência e segurança. Esta seção examina as principais abordagens internacionais, com ênfase na Europa, Austrália e Estados Unidos, com foco em como a regulamentação evoluiu para equilibrar a promoção da GD com a estabilidade técnica e financeira do distribuidor. Aborda os mecanismos que permitem manter a sustentabilidade econômica com alta penetração de GD, reformas tarifárias que reconhecem fluxos bidirecionais, novas responsabilidades no planejamento e flexibilidade operacional e incentivos à digitalização que sustentam o modelo DSO como um gestor de rede inteligente. A análise busca identificar lições regulatórias que podem ser transferidas para o contexto latino-americano, destacando práticas que fortalecem o papel das distribuidoras na transição energética.

PAPEL ATIVO DO DSO NA GESTÃO DISTRIBUÍDA DE RECURSOS

Em alguns países líderes, a distribuidora está deixando de ser uma operadora passiva, limitada ao transporte unidirecional de energia, para uma gestora ativa que facilita a integração da geração distribuída (GD), gerencia fluxos bidirecionais e participa da otimização do sistema local. Nesses mercados, muitos distribuidores já estão implementando projetos-piloto para aquisição competitiva de serviços de flexibilidade, contratando reduções de carga, injeção de energia reativa ou armazenamento temporário para recursos distribuídos locais (REDs) para lidar com congestionamentos ou desequilíbrios de tensão [2]. Essa evolução marca uma mudança estrutural no papel do DSO da expansão da infraestrutura física para o gerenciamento de flexibilidade e dados como novos ativos do sistema.

Na Europa, reformas recentes consolidam o conceito de um DSO mais ativo com funções explícitas no mercado. O Pacote de Energia Limpa da União Europeia (2019) estabeleceu

uma estrutura legal que permite e obriga os DSOs a usar serviços de flexibilidade como alternativa às expansões da rede, a fim de otimizar investimentos, integrar energias renováveis e reduzir os custos gerais do sistema [4]. Nesse novo modelo, o DSO é concebido como um “facilitador neutro em termos de mercado”, encarregado de orquestrar recursos distribuídos de terceiros de maneira transparente, garantindo a segurança do fornecimento e a eficiência econômica [5]. Países como o Reino Unido e a Holanda se posicionaram como pioneiros nessa transição. No Reino Unido, o regulador Ofgem exige que os distribuidores elaborem planos proativos de desenvolvimento de rede, os Cenários de Energia Futura de Distribuição (DFES), que incluem a incorporação de veículos elétricos, sistemas de geração e armazenamento solares, priorizando soluções inteligentes e mercados locais para flexibilidade, em vez de depender sistematicamente de novas obras de infraestrutura [6] [7]. Na Holanda, a autoridade reguladora ACM promoveu programas ativos de gerenciamento de demanda e serviços de rede contratados para agregadores, consolidando o papel do

DSO como coordenador operacional do sistema local. Um exemplo emblemático fora da Europa é o estado de Nova York (EUA), onde a iniciativa Reforming the Energy Vision (REV) redefiniu o papel das concessionárias de distribuição como “plataformas de sistema distribuído”. Sob este esquema, o DSO deve integrar os REDs na operação diária do sistema, coordenar as transações locais de energia, contratar serviços de flexibilidade e garantir a transparência nos fluxos de informações e preços, tudo sob a supervisão do regulador estadual. Esse modelo tem servido de referência para outros estados norte-americanos interessados em alinhar os incentivos às distribuidoras com a integração de recursos distribuídos, promovendo o investimento em digitalização e gerenciamento avançado de redes.

Assim, as reformas internacionais consolidam a expectativa de que o DSO assuma um papel ativo e neutro na gestão dos recursos distribuídos, possibilitado por marcos regulatórios que redefinem sua missão e ferramentas. O novo paradigma coloca a distribuidora como eixo operacional da transição energética, responsável por facilitar a conexão dos REDs, medir e gerenciar seus impactos na rede, gerenciar congestionamentos e tensões por meio da flexibilidade local e garantir um acesso transparente e não discriminatório [4]. Nesse modelo, os serviços de digitalização, coordenação operacional e flexibilidade tornam-se pilares da distribuição moderna, onde a gestão inteligente substitui progressivamente a expansão física como a principal forma de sustentar redes seguras, eficientes e sustentáveis.

NOVAS RESPONSABILIDADES DO DSO: PLANEJAMENTO, VISIBILIDADE, COORDENAÇÃO E FLEXIBILIDADE

À medida que a geração distribuída (GD) se prolifera, as responsabilidades dos operadores de distribuição (DSOs) se expandem significativamente nas áreas de planejamento,

visibilidade operacional, coordenação sistêmica e gerenciamento de flexibilidade. Em muitos países, as autoridades reguladoras reconheceram que uma integração segura e eficiente de recursos distribuídos (REDs) exige que o distribuidor atue de maneira antecipatória, coordenada e orientada para resultados e, portanto, estabeleceram obrigações explícitas nesses assuntos.

Na frente de planejamento, os DSOs mudaram da expansão da infraestrutura com base na demanda projetada para o desenvolvimento de planos proativos e integrados que consideram diferentes cenários para adoção de GD, energia fotovoltaica, armazenamento e resposta à demanda. Nos Estados Unidos, estados como Califórnia e Nova York exigem que as concessionárias enviem Planos de Integração DER ou Planos de Desenvolvimento de Rede com horizontes de 5 a 10 anos, incorporando a análise de Capacidade de Hospedagem para determinar quanta geração pode ser conectada por circuito sem reforços e publicando essas informações para orientar os desenvolvedores. Na União Europeia, a Diretiva 2019/944 obriga os DSOs de uma determinada dimensão a apresentarem de dois em dois anos um Plano de Desenvolvimento da Distribuição que inclua previsões da GD e resposta à procura, avaliando as opções de flexibilidade antes de propor novos investimentos e coordenando o seu planejamento com o operador de transporte (ORT) [13]. No Reino Unido, os distribuidores também desenvolvem processos anuais para identificar as necessidades de flexibilidade da rede e lançam licitações para serviços como alternativa ao fortalecimento da rede, transformando o planejamento em um processo dinâmico em que a flexibilidade compete com a expansão física [14].

A visibilidade e o monitoramento da rede tornaram-se um eixo central do gerenciamento moderno da distribuição. Com milhares de geradores distribuídos em operação, os DSOs precisam observar em tempo real o comportamento de suas redes de média e

baixa tensão, identificar congestionamentos locais e antecipar problemas de qualidade de serviço. No Reino Unido, o regulador Ofgem impôs requisitos específicos para melhorar o monitoramento ativo: os distribuidores devem relatar anualmente indicadores de “visibilidade secundária” (referindo-se ao monitoramento de níveis de baixa tensão) para demonstrar até que ponto o monitoramento se estendeu em subestações e alimentadores de BT [7]. Além disso, eles são obrigados a relatar a quantidade de geração flexível que foi reduzida pelo congestionamento e o grau de uso de sistemas de automação para detectar e gerenciar esses congestionamentos [15]. Nos países nórdicos, a situação está mais avançada graças a uma implantação precoce de medidores inteligentes. A Suécia e a Finlândia concluíram a instalação de medidores inteligentes em praticamente todos os clientes há mais de uma década, dando aos DSOs acesso a dados de consumo e geração por hora no nível do assinante. Essas informações granulares permitem monitorar fluxos bidirecionais em baixa tensão e detectar desvios na qualidade do serviço. Atualmente, a região está caminhando para uma segunda geração de visibilidade, que inclui sensores em transformadores de distribuição, religadores inteligentes e sistemas SCADA estendidos para observar em tempo real o estado da rede em relação à variabilidade dos recursos distribuídos. Esse nível de monitoramento ativo é essencial para que o DSO antecipe e gerencie surtos, quedas de energia ou sobrecargas, garantindo que o aumento da penetração da GD não comprometa a estabilidade do sistema.

A coordenação operacional e de mercado tornou-se uma função essencial do DSO face à entrada de novos intervenientes como agregadores, comunidades de energia e prossumidores ativos. Os DSOs devem coordenar verticalmente com os operadores de transmissão (TSOs) e horizontalmente com os participantes locais, trocando informações em tempo real sobre a capacidade disponível, despacho e operação de REDs

que podem afetar a rede global. Na Europa, o regulamento estabelece esta obrigação de intercâmbio de dados, enquanto no Reino Unido, a Ofgem nomeou o operador do mercado de eletricidade Elexon como facilitador de um Registo de Ativos do Mercado de Flexibilidade (FMAR) [16], uma base de dados unificada de todos os recursos (baterias, veículos elétricos e produtores) que participam nos mercados locais de flexibilidade e que permitem evitar conflitos entre serviços locais e regionais [17]. Nos países nórdicos, a coordenação TSO-DSO é testada por meio de projetos-piloto, como a Finlândia, onde o TSO (Fingrid) e vários distribuidores operam um mercado de flexibilidade conjunto: o DSO declara suas necessidades de redução de carga para aliviar a rede, o TSO declara as suas necessidades para balanceamento do sistema e os agregadores oferecem serviços a ambos por meio de leilões coordenados. Estes esquemas, embora regulatoriamente complexos, reforçam o papel do DSO como nó articulador entre as redes locais e os mercados atacadistas, garantindo uma integração coerente e eficiente dos recursos distribuídos.

A gestão da flexibilidade distribuída representa uma das responsabilidades mais recentes e transformadoras do DSO. A Diretiva Europeia de Eletricidade afirma que os DSOs devem considerar o uso de recursos de demanda, geração distribuída ou armazenamento para resolver as necessidades da rede antes de expandir a infraestrutura, desde que isso seja economicamente viável [18]. Este mandato traduz-se em regras transparentes para a contratação de serviços de flexibilidade. No Reino Unido, todas as empresas de distribuição realizam concursos regulares para adquirir reduções de potência de pico ou injeção de energia reativa de centrais solares locais, remunerando os REDs que prestam estes serviços como alternativa aos aumentos da rede [19]. A Ofgem monitora se tais aquisições são feitas de maneira competitiva e não discriminatória. Na Austrália, os reguladores e o operador do mercado (AEMO) promovem

os mercados locais por meio do Programa de Integração de Energia Distribuída (DEIP), onde residências com sistemas solares e de bateria, por meio de agregadores, oferecem cortes de consumo ou injeção de energia em momentos críticos em troca de compensação financeira. Nos países nórdicos, com uma longa tradição de resposta da demanda, os distribuidores estão experimentando mecanismos semelhantes. Na Noruega, a empresa Tensio organizou leilões para grandes clientes para reduzir a carga nos picos de inverno, evitando sobrecarregar as linhas rurais, e na Dinamarca, onde a penetração do vento distribuído é muito elevada, foram estabelecidos acordos de remuneração de flexibilidade regulada que compensam os produtores quando concordam em ser desligados em situações de risco para a rede. Juntas, essas experiências mostram que a flexibilidade local se consolida como um novo recurso operacional do DSO, capaz de substituir ou complementar a tradicional expansão das redes e de trazer resiliência, eficiência e equilíbrio econômico aos sistemas elétricos modernos.

As reformas regulatórias internacionais sedimentam o novo mandato do DSO moderno: planejar a rede incorporando recursos distribuídos, manter visibilidade operacional avançada, coordenar efetivamente vários atores e alavancar a flexibilidade local como ferramenta de gerenciamento. Essas responsabilidades redefinem a distribuição de energia elétrica como uma atividade de gerenciamento estratégico e inteligente, onde o DSO não se limita mais à infraestrutura operacional, tornando-se o orquestrador técnico do sistema distribuído. O seu papel é decisivo para que a rede evolua de forma segura, eficiente e resiliente, maximizando o valor dos recursos distribuídos em benefício do sistema e de todos os usuários.

MECANISMOS PARA A SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA DA DSO COM ALTA PENETRAÇÃO DE DG

O crescimento da geração distribuída (GD) representa um desafio financeiro para as distribuidoras: à medida que os clientes geram sua própria energia, o volume de kWh entregue diminui, corroendo as receitas sob os esquemas tarifários tradicionais baseados na venda de energia. Para resolver isso, diferentes países ajustaram a regulamentação econômica do DSO para garantir sua sustentabilidade e incentivar a integração de recursos distribuídos sem comprometer a qualidade do serviço.

Uma primeira estratégia é dissociar as receitas do DSO do volume de energia distribuída, usando modelos de decoupling ou remuneração por receitas permitidas. Na Europa, incluindo a Alemanha e os países nórdicos, as tarifas operam sob limites de receita regulados com ajustes de eficiência, garantindo a recuperação dos custos autorizados sem depender do fluxo de energia [8]. Esquemas semelhantes estão em vigor em muitos estados dos EUA, que ajustam as tarifas periodicamente para cobrir os custos fixos aprovados, apesar da queda nas vendas de energia solar, removendo o incentivo para se opor ao autoconsumo ou à eficiência energética [8].

Outro eixo de reforma foi o redesenho das estruturas tarifárias para refletir com mais precisão os custos fixos e bidirecionais do uso da rede. O caso da Austrália é um dos mais ilustrativos. Com mais de 30% das casas equipadas com painéis solares, as redes começaram a ficar saturadas durante as horas de alta geração. Tradicionalmente, os prosumidores não pagavam nada para injetar seus excedentes, o que gerava congestionamento sem mecanismos de gerenciamento pelas distribuidoras. Em resposta, a Comissão Australiana do Mercado de Energia (AEMC) aprovou uma reforma abrangente em 2021 que reconheceu formalmente que a prestação de serviços de exportação é uma função da distribuição e, portanto, deve ter receitas adequadas para as empresas. A reforma eliminou a proibição anterior que impedia os DSOs de cobrar pela ener-

gia exportada, permitindo novos esquemas tarifários bidirecionais. A partir de 2025, os distribuidores poderão aplicar taxas de exportação graduais, mas cada cliente manterá um nível de base gratuito (allowance) para injetar sem custos adicionais [9]. Ao mesmo tempo, a AEMC proibiu os distribuidores de impor limites zero à exportação de novas ligações, exceto em circunstâncias excepcionais [10], forçando-os a aceitar um nível mínimo de GD e planejar a rede para gerenciá-lo, em vez de simplesmente rejeitá-lo. Além disso, o regulador econômico (AER) precisará aprovar guias tarifários de exportação e valores de exportação e curtailment para proteger os usuários [11]. Com essa estrutura, a Austrália busca um equilíbrio financeiro e operacional: os prosumidores contribuem para o financiamento da rede que utilizam, os distribuidores obtêm recursos para fortalecer e modernizar sua infraestrutura e o marco regulatório garante que o acesso à rede permaneça justo, previsível e sustentável.

Na Europa, a maioria dos países aumentou o peso das tarifas fixas ou de capacidade e distribuiu as tarifas dos geradores, reduzindo a dependência de encargos volumétricos. Apenas algumas exceções, como a Alemanha, a Itália ou a Polônia, isentam os pequenos produtores do pagamento da distribuição [12]. No Reino Unido, os prosumidores pagam um componente DUoS generation pelo uso da rede, enquanto na Espanha, desde 2022, é aplicada uma taxa fixa pela energia contratada. A Suécia e a Dinamarca introduziram taxas horárias e taxas de injeção variáveis que refletem o congestionamento local, incentivando o armazenamento ou o movimento das exportações em horários excedentes. Estas medidas visam evitar subvenções cruzadas e garantir que todos os usuários contribuam equitativamente para a manutenção da rede. Nos EUA, a revisão dos esquemas de medição líquida tem sido fundamental para adaptar a regulamentação à bidirecionalidade. Mais de 47 estados migraram da medição líquida tradicional para taxas de faturamento líquido ou créditos próximos ao valor de ataca-

do, introduzindo também taxas mínimas ou de capacidade [8]. Na Califórnia, a Tarifa de Faturamento Líquido remunera a energia exportada a preços de mercado. O Havaí substituiu a medição líquida por planos com créditos reduzidos e pagamentos fixos, e no Arizona, os clientes de energia solar enfrentam cobranças de demanda para contribuir com os custos fixos da rede. Essas modificações buscam equilibrar a expansão solar com sustentabilidade econômica e equidade entre os usuários [8].

Por fim, se consolidaram modelos de regulação de desempenho que alinham incentivos financeiros com eficiência e inovação. No Reino Unido, o esquema RIIO (Receita = Incentivos + Inovação + Resultados) recompensa os distribuidores por alcançarem metas de integração de flexibilidade e economia de custos. No período RIIO-ED2 (2023-2028), a Ofgem introduziu um incentivo específico que recompensa ou penaliza os DSOs de acordo com seu desempenho em permitir flexibilidade e satisfação do usuário [6][7], promovendo o uso eficiente da rede por meio de soluções digitais e alternativas à expansão física.

Dessa forma, muitos reguladores estão implementando mecanismos econômicos inovadores para manter o DSO sustentável com alta penetração da GD. A combinação de decoupling, mais tarifas fixas ou de capacidade, incentivos ao desempenho e reformas específicas (como cobrança de taxas de exportação) permite que os distribuidores evitem ameaçar suas receitas e, por sua vez, se concentrem em facilitar a transição energética em vez de se opor a ela. O denominador comum é garantir que todos os usuários – consumidores puros ou prosumidores – paguem uma parte justa pelas infraestruturas que utilizam, quer para extrair quer para injetar energia, criando assim sinais econômicos que atenuem potenciais subvenções cruzadas: evitar que os usuários sem GD suportem todos os custos da rede enquanto outros estão parcialmente desligados, e se promovam investimentos eficientes, tanto na rede como em recursos distribuídos [8].

INCENTIVOS E MANDATOS PARA DIGITALIZAÇÃO E ADOÇÃO DE TECNOLOGIAS

A digitalização das redes de distribuição tornou-se um eixo regulatório essencial para permitir a gestão segura e eficiente da GD. Nos principais mercados, os reguladores criaram incentivos, financiamento e até mandatos explícitos para que os DSOs invistam em tecnologias inteligentes, desde medidores e sensores avançados até sistemas de gerenciamento de rede (ADMS) e sistemas de gerenciamento de recursos distribuídos (DERMS), que lhes dão visibilidade, controle e capacidade operacional em uma rede cada vez mais complexa.

No Reino Unido, a Ofgem desenvolveu uma estrutura robusta de incentivos para a inovação tecnológica. Destaca-se o Fundo de Inovação Estratégica (FIS), que cofinancia projetos de redes inteligentes, digitalização e flexibilidade, atribuindo mais de 4,1 milhões de libras em 2024 a iniciativas de inteligência artificial e previsão avançada de redes [20][21]. Além disso, as distribuidoras devem apresentar estratégias de digitalização e dados em seus planos de negócios regulamentados, incluindo marcos verificáveis para sensorização, automação e abertura de dados. O regulador avalia esses avanços e concede incentivos financeiros e de reputação para realizações demonstráveis na digitalização [22]. Na Austrália, a modernização digital acelerou após a reforma de 2021 que reconheceu a exportação de energia como serviço de distribuição [10]. A proibição de os distribuidores imporem limites zero de exportação, exceto em casos excepcionais, obriga-os a gerir ativamente a rede, impulsionando a adoção de DERMS e algoritmos de controle dinâmico de injeção. Ao mesmo tempo, a agência ARENA cofinanciou pilotos de controle de baixa tensão com a AusNet e a SA Power Networks, testando o gerenciamento de centenas de inversores solares conectados por meio de plataformas em nuvem. No geral, a estrutura regulatória australiana incentiva a digitalização, exigindo recursos técnicos para operar redes bidire-

cionais. Na Alemanha, a Lei de Digitalização da Transição Energética exige a instalação de medidores inteligentes e sistemas de controle em grandes instalações, enquanto são explorados modelos alternativos de gestão como o “semáforo de energia”, onde o DSO define, por meio da infraestrutura de monitoramento, os horários em que os REDs podem operar livremente (verde), com restrições (amarelo) ou sob controle direto (vermelho). A nível europeu, o Regulamento (UE) 2019/943 promove a criação da Entidade DSO Europeia, que normaliza o intercâmbio de dados e desenvolve códigos comuns de interoperabilidade para futuras plataformas DERMS. Alguns países, como o Reino Unido e a França, estão avançando em hubs de dados de energia supervisionados por reguladores, onde os DSOs gerenciam o acesso seguro aos dados de consumo e geração para terceiros autorizados.

Vários reguladores acompanharam essas obrigações com mecanismos de financiamento e retornos adicionais. Na Itália, a ARERA estabeleceu um fundo para projetos-piloto de redes inteligentes, concedendo um WACC adicional sobre investimentos em automação, armazenamento e controle avançado. No Reino Unido, os programas Network Innovation Competition/Allowance e o atual RIIO alocaram centenas de milhões de libras para projetos de digitalização, DERMS e microrredes. Todos esses esquemas buscam reduzir o risco regulatório de inovar, recompensando as distribuidoras pela adoção de soluções tecnológicas que aumentem a eficiência do sistema.

A digitalização deixou de ser uma opção tecnológica para se tornar um requisito regulatório estrutural. Por meio de financiamento de inovação, incentivos de desempenho e mandatos de modernização, os reguladores estão transformando o DSO em um gerente de sistema elétrico digital, capaz de supervisionar e coordenar GD, armazenamento e demanda flexível. Esse impulso global garante que a rede de distribuição evolua como uma plataforma inteligente para a transição energética.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As evidências apresentadas mostram que a expansão da geração distribuída requer uma atualização abrangente do marco regulatório para garantir seu desenvolvimento sustentável. A descentralização do sistema elétrico não pode ser sustentada sem uma estrutura econômica e técnica que preserve a estabilidade da rede e garanta que os custos da integração sejam suportados por quem os causa. Nesse contexto, são identificadas três áreas prioritárias de ajuste: econômico-tarifária, técnico-operacional e institucional, visando ao fortalecimento da equidade, transparência e sustentabilidade do sistema de distribuição.

O desafio mais urgente é a modernização do modelo de remuneração para as distribuidoras. Propõe-se dissociar as receitas da venda de energia e avançar para uma estrutura tarifária baseada na capacidade e disponibilidade da rede, reconhecendo que a função essencial da distribuição é fornecer uma infraestrutura confiável e flexível, independentemente do volume de energia transportada. Esse redesenho requer uma “desenergização” do Valor Adicionado da Distribuição (VAD) e uma atualização dos mecanismos de alocação de custos, para que os investimentos e ajustes derivados da conexão de novos geradores sejam distribuídos de forma justa e transparente. Ao mesmo tempo, a consolidação dos esquemas de faturamento líquido permitiria valorizar a energia injetada a preços que refletem os custos reais de backup e uso da rede, evitando subsídios cruzados e garantindo a sustentabilidade financeira do sistema de distribuição como infraestrutura comum do setor elétrico.

Do ponto de vista técnico, o desenvolvimento sustentável da geração distribuída requer uma atualização abrangente dos padrões de conexão e operação, visando estabelecer critérios homogêneos de qualidade, segurança e controle. A regulamentação deve fornecer às distribuidoras a capacidade de manobra necessária para avaliar, condicionar ou rejeitar projetos que representem riscos bem fundamentados para a rede, com base em estudos de viabilidade e na capacidade real de hospedá-los. Da mesma forma, devem ser incorporados requisitos mínimos para equipamentos de interconexão e sistemas de monitoramento e controle remotos devem ser exigidos para gerenciar fluxos bidirecionais em tempo real e manter a estabilidade operacional. Esses requisitos devem ser complementados por incentivos regulatórios para a digitalização e automação de redes, reconhecendo o valor de tecnologias como SCADA, ADMS ou DERMS na gestão de recursos distribuídos. Por último, a regulação deve reforçar a rastreabilidade e o controle das instalações não declaradas ou não normalizadas, cuja proliferação representa um risco crescente para a segurança do pessoal e para a confiabilidade do sistema.

No nível institucional e de planejamento, é necessário avançar para uma maior coerência regulatória e coordenação sistêmica entre reguladores, operadores e empresas de distribuição. O quadro regulamentar deve definir claramente os direitos, obrigações e atribuições de cada interveniente, incluindo novos números, como agregadores de demanda ou gestores locais de energia, para evitar sobreposições e lacunas de responsabilidade. Recomenda-se também incorporar o planejamento conjunto da capacidade de recepção das redes e as trajetórias de expansão previstas, para que a incorporação de novos projetos de geração distribuída responda a critérios técnicos e de sustentabilidade, e não ao crescimento espontâneo. O fortalecimento institucional das distribuidoras, juntamente com o reconheci-

mento explícito dos novos papéis operacionais e administrativos que assumem na gestão de redes ativas, é essencial para garantir que a descentralização ocorra de maneira segura, ordenada e financeiramente equilibrada.

Em suma, garantir o desenvolvimento sustentável da geração distribuída requer o fortalecimento do papel técnico, operacional e econômico das distribuidoras. Só com marcos regulatórios que reconheçam o seu papel de garantidoras da estabilidade, equidade e sustentabilidade do sistema elétrico será possível avançar para uma transição energética segura, inclusiva e coerente com as reais capacidades das redes.



As evidências apresentadas mostram que a expansão da geração distribuída requer uma atualização abrangente do marco regulatório para garantir seu desenvolvimento sustentável.



Ashurst. (2024, July 4). AEMC announces significant changes for distributed energy resources. Ashurst Insights.

CERRE. (2022). The future of the distribution system operator (DSO): New roles and responsibilities in the energy transition. Centre on Regulation in Europe (CERRE).

Department for Energy Security and Net Zero. (2024, March 25). Improving the visibility of distributed energy assets: Call for evidence. UK Government.

Eurelectric. (2018). Charges for producers connected to distribution systems. Brussels: Eurelectric.

Eurelectric. (2024). Recommendations on the use of flexibility in distribution networks. Brussels: Eurelectric.

Florence School of Regulation. (2024). Distributed resources and flexibility. European University Institute.

IEA. (2022). Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources Power system opportunities and best practices.

MIT CEEPR. (2023). Distributional effects of net metering policies and residential solar + storage adoption. Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), Massachusetts Institute of Technology.

NREL (2025). Energy Compensation Mechanisms for Distributed Generation.

Ofgem. (2024). DSO incentive report 2023–24. Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).

Ofgem. (2024, May 22). Ofgem lays the groundwork for consumer-friendly flexible energy use. Press release. Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).

Osborne Clarke. (2024, June 17). Energy transition: Ofgem allocates £41 million through its Strategic Innovation Fund. Osborne Clarke Insights.

Varios informes regulatorios y casos país (Ofgem UK, NY REV, ARENA Australia, NVE Noruega) como citados en el texto.

