



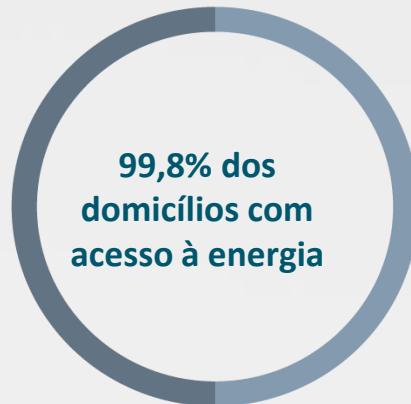
RB Investimentos

ANÁLISE DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Introdução



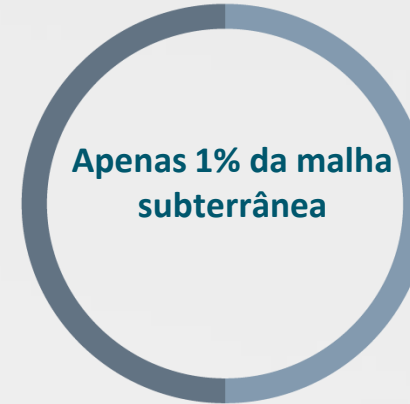
R\$235 bilhões em investimentos previstos até 2029



99,8% dos domicílios com acesso à energia



16,8% de furtos e desvios de energia



Apenas 1% da malha subterrânea

O setor de distribuição de energia no Brasil é o contato final com o consumidor. Presente na vida de todos, em um mundo apoiado na conexão contínua de energia. Seja comércio, indústria, famílias, governo, as atividades passam por uma premissa do fornecimento de energia elétrica.

Com 99% dos domicílios conectados, a Aneel estima R\$235 bilhões em investimentos de expansões, melhorias ou renovações na estrutura elétrica do país. Isso em meio a uma melhora significativa da duração e frequência de interrupção do fornecimento nos últimos anos.

Nas próximas páginas, buscaremos analisar os detalhes do setor. Explicaremos como chegamos até aqui, definições importantes do setor, o processo de privatização, o ciclo de investimentos, as diferenças geográficas, as regulações, a comparação internacional, problemas de segurança e o que são oportunidades e riscos do setor.

Visão geral do setor

A distribuição de energia elétrica é a peça final da engrenagem que leva a eletricidade desde as usinas até os consumidores. Embora seja menos glamorosa que a geração de grandes barragens ou parques eólicos, é nesse segmento que as políticas de universalização se concretizam, que a qualidade do serviço é percebida e que grande parte da receita é transformada em impostos e empregos.

O Brasil opera cerca de **4 milhões de quilômetros de redes de distribuição**, suficientes para dar cem voltas ao redor da Terra, controladas por **131 concessionárias ou permissionárias** e suportadas por **156 concessionárias de transmissão**. Este segmento emprega aproximadamente **200 mil profissionais**, responde **por 3,9% do PIB** e recolhe **R\$ 87 bilhões em tributos por ano**. A universalização quase foi alcançada: o número de domicílios conectados à rede saltou de **38,1 milhões em 1995 para 91,3 milhões em 2023**, alcançando **99,8 % das residências brasileiras**. Embora com algumas diferenças regionais significativas..

Para investidores, entender a dinâmica da distribuição é essencial. Trata-se de um negócio regulado que oferece receitas relativamente previsíveis, indexadas à inflação e com oportunidades de consolidação, mas também apresenta riscos (perdas não técnicas, interferência política, eventos climáticos) e grandes diferenças regionais. Este relatório busca apresentar um panorama completo e integrado do setor brasileiro de distribuição de energia elétrica, partindo de sua evolução histórica, passando pela situação atual, estrutura regulatória e tarifária, até chegar às perspectivas de investimento e riscos, comparando com benchmarks internacionais.

A Aneel estima R\$235 bilhões em investimentos entre 2025 e 2029.



Histórico do Setor no Brasil



- Rio de Janeiro (RJ): **Primeira iluminação pública**, pelo Barão de Mauá, na Rua do Ouvidor

1879

1883

- Campos dos Goytacazes (RJ): Primeira **cidade brasileira** e da América Latina a ter iluminação pública totalmente elétrica, com energia gerada por uma usina termelétrica movida a vapor



1889

- São Paulo (SP): **Inauguração da Usina de Parnaíba**, uma das primeiras hidrelétricas do país, impulsionando o fornecimento regular de energia

1934

- **Código de Águas**: Regulamenta a exploração dos serviços de energia elétrica no Brasil, estabelecendo **diretrizes para concessões** e tarifas — foi a base legal do setor por décadas



- **Criação da Eletrobras**: Estruturação do sistema elétrico nacional com uma estatal holding, coordenando empresas regionais e promovendo a expansão da rede de distribuição

1962



- Criação da **Aneel**

1996

1995

- O marco moderno do setor de distribuição brasileiro começou com a **Lei 9.074**, que instituiu o regime de concessões públicas e abriu espaço para a entrada de capital privado



- Programas de universalização como o **Luz para Todos** e políticas estaduais de eletrificação rural

2003

2015

- **Bandeiras Tarifárias**: Implantação do sistema de bandeiras para sinalizar custos de geração ao consumidor final, influenciando o papel das distribuidoras na relação com os clientes



Atualmente

Privatizações, regulação e universalização

O **marco moderno do setor** de distribuição brasileiro começou em **1995**, com a **Lei 9.074**, que instituiu o regime de concessões públicas e abriu espaço para a entrada de capital privado.

A **segmentação** entre geração, transmissão e distribuição buscou estimular investimentos e eficiência. Ao mesmo tempo, o governo federal e os estados promoveram privatizações de distribuidoras e leilões para novas concessões.

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (**ANEEL**) em 1996 introduziu regulação técnica e econômica mais rigorosa, trazendo previsibilidade e metas de qualidade.

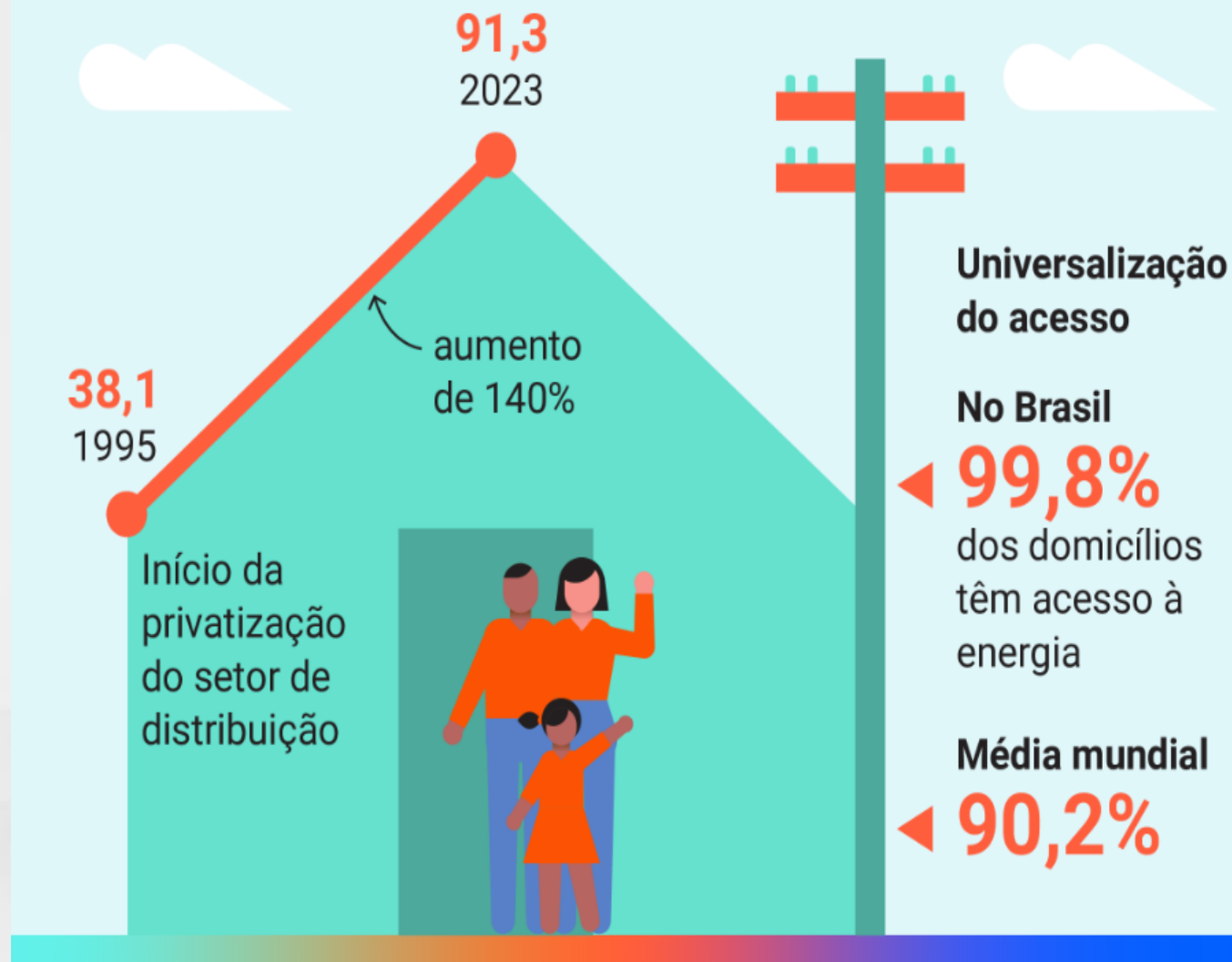
Programas de universalização como o **Luz para Todos (2003)** e políticas estaduais de **eletrificação rural** conectaram comunidades isoladas e aumentaram substancialmente a base de consumidores.

Em 1995, pouco mais de 38 milhões de domicílios tinham acesso à rede; em 2023 esse número ultrapassou 91 milhões.

Para alcançar essa expansão, foi necessário construir redes de baixa tensão em zonas rurais remotas, com postes de madeira, transformadores espalhados e sistemas isolados a diesel na Amazônia, além de redes urbanas subterrâneas em áreas centrais de grandes cidades.

De qualquer maneira, foi uma transformação importante para a população brasileira. Hoje é inimaginável viver sem energia elétrica. Boa parte do consumo é voltado para itens que são plugados em tomadas, seja para carregar ou para funcionar. ‘

Casas com rede elétrica (em milhões)



Fonte: ANEEL, Ilustração Poder 360

Ciclo de investimentos e melhoria de qualidade

Tipo de Obra	2021	2022	2023	2024	Total
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Expansão	11.581.284.582,41	1.959.378.199,03	17.649.949.725,94	21.205.134.716,60	70.030.150.223,98
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Melhoria	4.487.862.741,71	7.126.992.752,26	6.920.621.969,88	7.015.446.351,79	25.550.923.815,64
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Renovação	2.636.623.046,12	4.362.655.188,49	4.429.454.767,13	4.958.431.182,80	16.387.164.184,54
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Total	18.705.770.370,24	31.083.429.139,78	2.900.026.462,95	33.179.012.251,19	111.968.238.224,16

O painel de Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da ANEEL evidencia a robustez dos investimentos necessários para sustentar a expansão e a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

De 2021 a 2024, as distribuidoras **reportaram mais de R\$ 111 bilhões em aportes**, com a categoria de Expansão absorvendo cerca de 62% do total, refletindo a pressão contínua por atendimento a novos consumidores, crescimento de carga e conexão de empreendimentos renováveis.

O avanço constante em “Melhoria” e “Renovação” indica que, além de expandir, as concessionárias vêm reforçando a qualidade e a modernização da rede existente, o que é coerente com a agenda regulatória de redução de perdas, melhora nos indicadores de DEC/FEC e maior resiliência a eventos climáticos.

O mapa interativo evidencia que boa parte **do Nordeste lidera em investimentos do PDD**, com vários estados em vermelho. Essa concentração reflete a expansão da demanda, a conexão de projetos eólicos e solares e o avanço da universalização, como o Luz Para Todos. **O Luz Para Todos soma mais de R\$ 7 bilhões em investimentos.**

Para investidores e agentes de mercado, esses dados reforçam a importância de monitorar não apenas o CAPEX total, mas também a alocação entre expansão e modernização, pois ela influencia diretamente o perfil de risco regulatório e o retorno sobre o capital das concessionárias.



LEGENDA MAPA

- VERDE

- Menores Investimentos
- AMARELO

- Investimentos Intermediários
- VERMELHO

- Maiores Investimentos
- **Por se tratar de dados históricos, nos filtros e no mapa podem aparecer empresas que não existem mais de forma isolada, visto que houve processos de agrupamento de distribuidoras.

Subtipo de Obra	2021	2022	2023	2024	Total
Luz Para Todos	R\$ 1.334.772.615,93	R\$ 1.726.892.027,72	R\$ 1.528.119.409,48	R\$ 2.505.208.917,68	R\$ 7.094.992.970,81
Obra com Participação Financeira	R\$ 2.021.349.895,14	R\$ 3.005.422.447,51	R\$ 3.252.242.008,14	R\$ 3.824.977.625,93	R\$ 1.210.392.066,72
Planejamento Setorial	R\$ 2.537.418.918,77	R\$ 5.433.306.843,53	R\$ 4.170.938.730,59	R\$ 4.584.947.907,27	R\$ 16.726.611.680,16
Total	R\$ 5.893.540.799,84	R\$ 10.165.621.318,76	R\$ 8.951.300.148,21	R\$ 10.915.134.450,88	R\$ 35.925.596.717,69

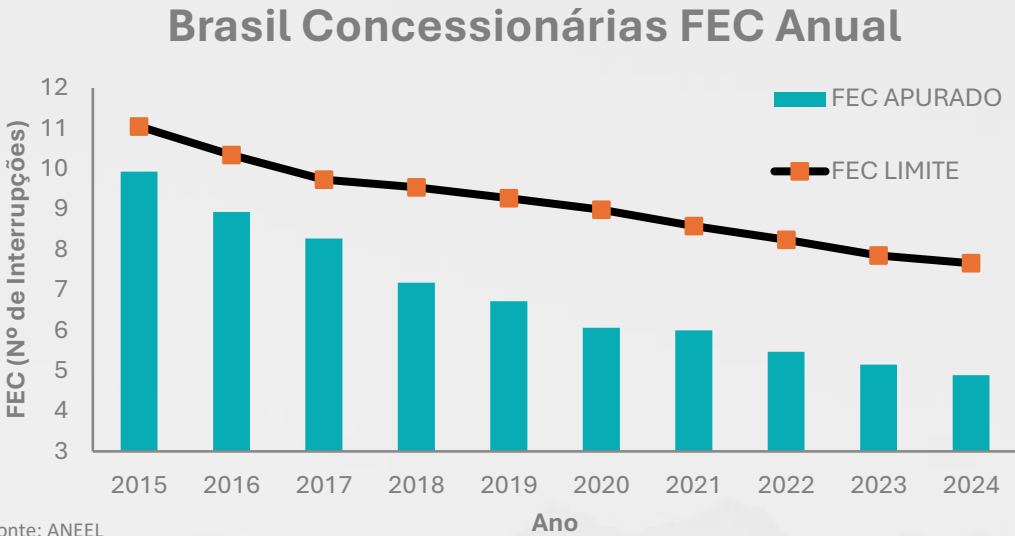
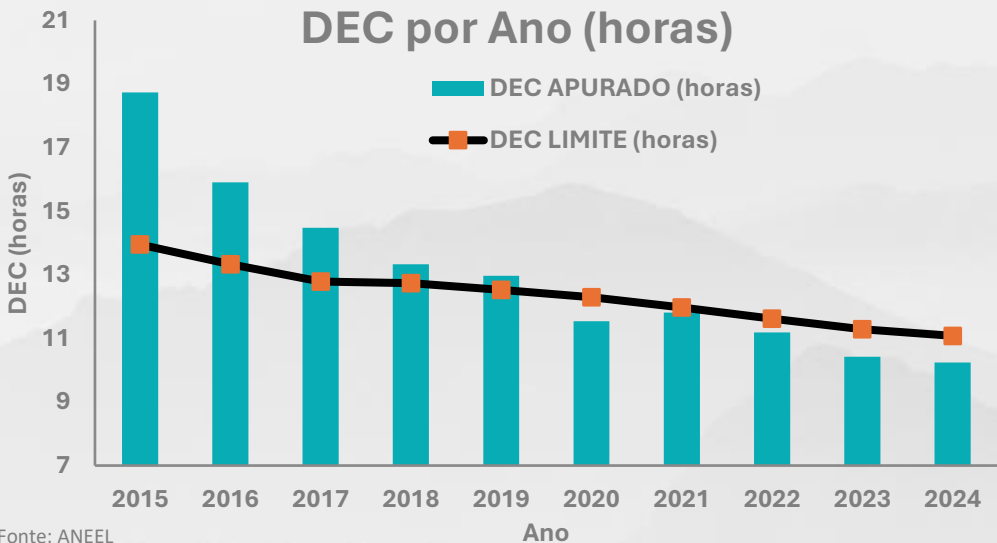
Ciclo de investimentos e melhoria de qualidade

Com regras mais claras e maior proteção das operações pelo governo, empresas **nacionais e internacionais** se interessam cada vez mais por investir no setor. Mesmo com oscilação em anos de crescimento do PIB menor, ainda assim vemos uma tendência de crescimento do consumo de energia elétrica, com a população passando por um pequeno crescimento, além de uma expansão de indústrias, agronegócio e maior PIB per capita.

Entre 2016 e 2022, as distribuidoras investiram cerca de **R\$ 126 bilhões** em expansão e modernização de redes, dos quais R\$ 75 bilhões foram destinados ao **crescimento da malha**.

O **ritmo** de investimento **aumentou**: os gastos com expansão passaram de R\$ 9 bilhões em 2019 para R\$ 19,6 bilhões em 2022, alta de 118 %. Para o período 2024-2027, estão **previstos mais R\$ 130 bilhões**, com 40 % destinados ao reforço e modernização (cerca de R\$ 52 bilhões). A Aneel estima R\$ 235 bilhões até 2029.

Esses recursos financiam a digitalização (**medidores inteligentes, automação**), a substituição de cabos obsoletos, a ampliação de transformadores e a conexão de novas cargas.



Os efeitos aparecem nos indicadores de continuidade. A duração média das interrupções (**DEC**) **caiu de 18,73 horas em 2015 para 10,24 horas em 2024**; a frequência **média (FEC)** **diminuiu de 9,93 para 4,89 interrupções por ano** no mesmo período.

A **base** de consumidores cresceu de 76,7 milhões **para 90,4 milhões**. Esses números refletem avanços tecnológicos e reforço de equipes de manutenção.

Com a economia girando cada vez mais eletrificada, é importante que as interrupções sejam cada vez menores, evitando grandes impactos negativos na atividade.



Quando uma distribuidora não possui equipes suficientes para atender ocorrências — como quedas de árvores sobre a rede após chuvas e ventos fortes —, o tempo para restabelecer o fornecimento aumenta, elevando o DEC e o FEC.

Isso pode gerar penalidades financeiras automáticas, na forma de compensações na conta de luz dos consumidores afetados, além de comprometer a receita regulatória futura.

Privatizações, regulação e universalização

Além disso: 

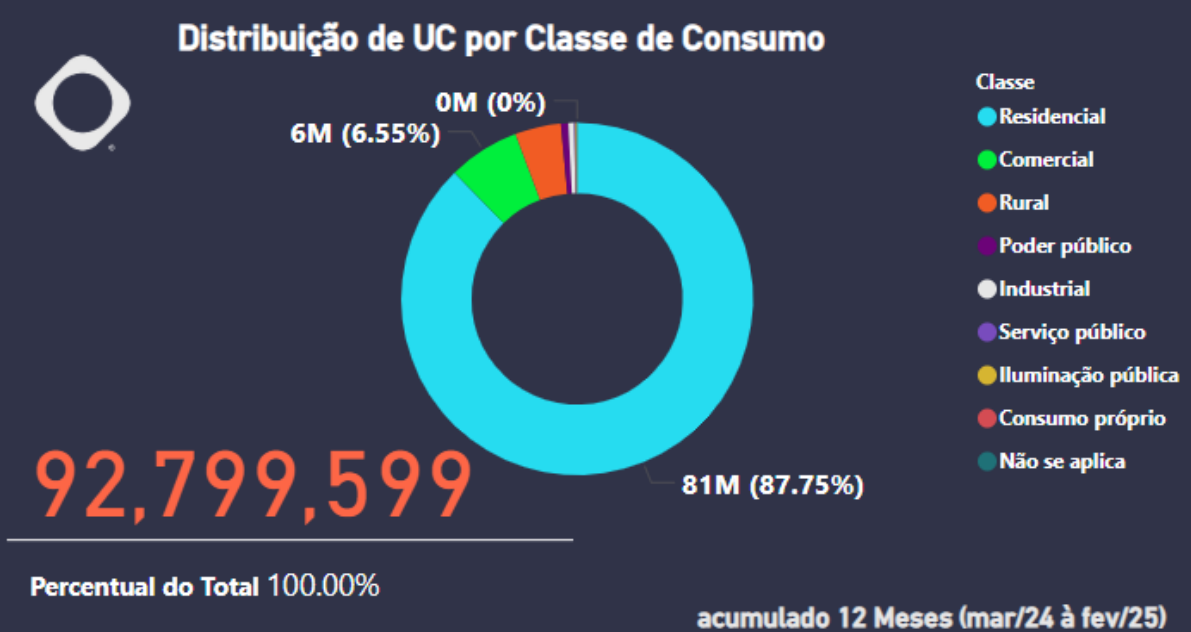
- A gestão de **contingências em eventos climáticos** extremos requer planos de emergência homologados pela ANEEL, prevendo reforço de equipes próprias e terceirizadas, logística de deslocamento rápido e integração com Defesa Civil e Corpo de Bombeiros;
- A **sublocação de mão de obra** em regiões críticas indica falha no planejamento de manutenção e contingência, algo que também pode ser questionado em processos de renovação de concessão;
- Com as **mudanças climáticas**, há tendência de aumento na frequência de eventos severos, tornando esse um risco estrutural para as distribuidoras — e não apenas um evento pontual.

Nos processos de prorrogação ou relicitação das concessões de distribuição, a ANEEL estabelece parâmetros econômico-financeiros que funcionam como um “marco de disciplina” para o concessionário. Esses parâmetros têm três objetivos principais: assegurar a saúde financeira da empresa, preservar a capacidade de investimento e, ao mesmo tempo, manter a modicidade tarifária para o consumidor.

Trata-se de um equilíbrio delicado: a distribuidora deve ter margem operacional suficiente para sustentar a rede e modernizar ativos, mas sem repassar custos excessivos à tarifa.

Os contratos normalmente impõem limites à alavancagem, expressos pela relação Dívida Líquida/EBITDA — ou LAJIDA no jargão regulatório —, **que costuma ficar entre 3,0 e 3,5 vezes**.

Também é comum a fixação de **parâmetros de cobertura de juros**, de forma a garantir que a empresa mantenha condições de honrar seus compromissos financeiros mesmo em ciclos de alta da taxa básica de juros (SELIC).



Privatizações e consolidação

O processo de privatização propiciou a entrada de grupos internacionais e a **expansão de conglomerados nacionais**. As privatizações estaduais nos anos 1990 e 2000 passaram concessões para empresas como **Enel (Itália)**, **Iberdrola/Neoenergia (Espanha)**, **State Grid/CPFL Energia (China)** e grupos brasileiros **Energisa e Equatorial**.

Essas empresas trouxeram capital, tecnologia e experiência, mas também sofrem críticas quando a qualidade do serviço não acompanha a cobrança tarifária. A rede de distribuição se tornou um setor competitivo em leilões de concessões: grupos com maior eficiência conseguem disputar e renovar contratos com condições melhores.

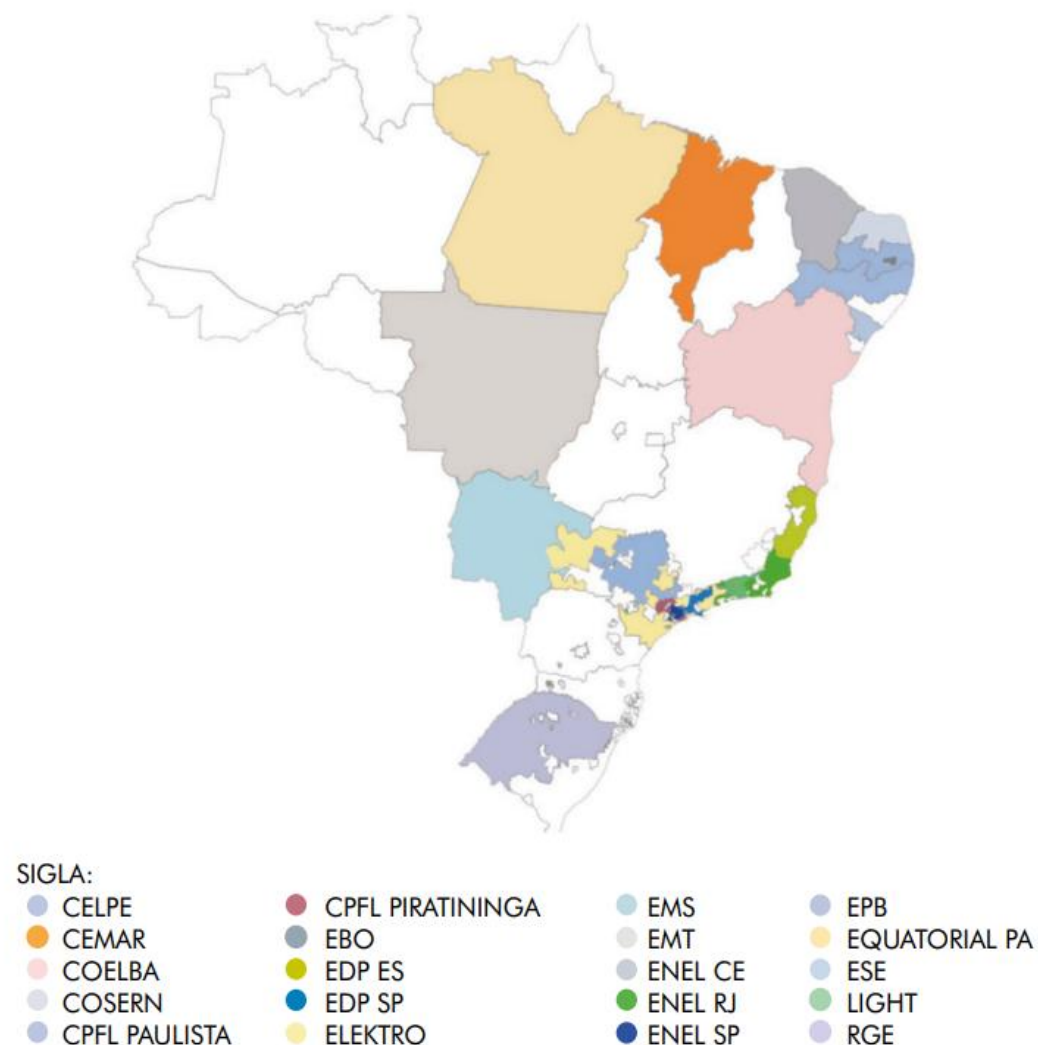
Em 2024, os rankings de continuidade da ANEEL apontaram CPFL Santa Cruz, Energisa Paraíba e Energisa Rondônia como as distribuidoras de grande porte com **melhor desempenho**, enquanto Enel RJ e Enel CE aparecem entre as piores, mostrando que a eficiência operacional e a relação com os consumidores são fatores decisivos na avaliação pública.



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA



Figura 1.5 Mapa das concessões de distribuição vindas até 2031



Fonte: FGV

Estrutura de mercado

A **distribuição é considerada um monopólio natural**: é ineficiente construir redes paralelas para o mesmo local. Por isso, cada concessão cobre uma área geográfica exclusiva por período que **pode chegar a 30 anos, renovável**. Ainda assim, o mercado é relativamente fragmentado em número de agentes, mas concentrado em capacidade: poucos grupos controlam a maior parte da base atendida. Destacam-se:

- **Enel** – controla as distribuidoras de São Paulo (antiga Eletropaulo), Rio de Janeiro, Ceará e Goiás, atendendo regiões metropolitanas densas e com problemas de furtos. Apesar de investimentos em enterramento de redes e smart grids, enfrenta críticas pelos níveis de interrupções e tarifação.
- **CPFL Energia / State Grid** – atua principalmente no interior de São Paulo (CPFL Paulista, Piratininga, Santa Cruz) e no Rio Grande do Sul (RGE). O controle chinês trouxe capital e foco em eficiência operacional.
- **Neoenergia / Iberdrola** – opera Coelba (Bahia), Celpe (Pernambuco), Cosern (Rio Grande do Norte), Elektro (SP/MS) e Neoenergia Brasília. Possui governança robusta e amplia a integração vertical com geração e transmissão.
- **Energisa** – grupo brasileiro com concessões em nove estados (Paraíba, Sergipe, Alagoas, Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Acre, Rondônia). Cresceu por aquisições e se notabilizou pelos programas de universalização.
- **Equatorial Energia** – também brasileiro, expandiu-se comprando concessões deficitárias no Maranhão, Pará, Amapá, Alagoas e Piauí, especializando-se em reduzir perdas e melhorar indicadores.
- **Empresas estaduais** – Cemig (MG), Copel (PR), Celesc (SC) e Light (RJ) possuem participação estatal e capital de mercado. Têm influência política maior e, no caso da Light, enfrentam perdas elevadas por furtos.
- **Cooperativas e permissionárias** – mais de cem entidades atendem pequenas localidades, principalmente no Sul, prestando serviço de caráter local.

A organização em grupos facilita a implantação de práticas replicáveis: centros de controle regionalizados, sistemas de gestão e compras integradas, treinamento de equipes com metodologias padronizadas e escala de compras de equipamentos. No entanto, cada concessão possui peculiaridades (perdas, geografia, densidade) que exigem modelos de investimento distintos.

Parâmetros Econômico-Financeiros nas Concessões de Distribuição

O **EBITDA regulatório** é frequentemente vinculado à própria SELIC, para proteger a margem da concessionária em períodos de maior pressão financeira. Outro ponto importante é a **exigência de reinvestimento mínimo** de parte relevante do fluxo de caixa operacional em CAPEX voltado para a rede de distribuição, evitando o risco de descapitalização e deterioração da qualidade do serviço.

O **descumprimento desses parâmetros não é frequente**, mas já ocorreu em situações específicas. Distribuidoras recém-privatizadas da Eletrobras, como **Amazonas Energia e Boa Vista Energia**, assumidas com bases financeiras frágeis e endividamento elevado, enfrentaram dificuldades para cumprir as metas nos primeiros anos de operação privada.

Nessas circunstâncias, a **ANEEL aplicou medidas corretivas**, como a elaboração de planos de reequilíbrio econômico-financeiro e a exigência de aportes diretos de capital por parte dos novos controladores

Em casos envolvendo grupos privados, choques externos também pressionaram indicadores: aumentos expressivos nas perdas não técnicas ou eventos climáticos extremos já levaram concessionárias a ultrapassarem temporariamente o limite de alavancagem contratual. Quando isso ocorre, a solução costuma envolver reforço de capital, aceleração de programas de eficiência e renegociação de prazos com credores.

Apesar desses desafios iniciais, a experiência mostra que, na maioria das vezes, as empresas conseguem melhorar substancialmente seus indicadores nos anos seguintes à renovação ou à privatização.



A trajetória da Equatorial é emblemática: após assumir distribuidoras como a CELPA, no Pará, e a CEEE-D, no Rio Grande do Sul, a companhia reduziu consistentemente a alavancagem, elevou o EBITDA e controlou as perdas técnicas e comerciais, revertendo um histórico de fragilidade financeira.



A Energisa também exibe um histórico sólido de recuperação pós-aquisição, com fortalecimento do caixa a partir da digitalização de processos, combate à inadimplência e reestruturação operacional. Já a Neoenergia, após renovar concessões, consolidou uma estrutura de capital mais robusta e elevou a margem operacional, apoiando-se em investimentos seletivos e na automação da rede.



Na prática, as concessionárias tendem a atravessar uma **fase de ajustes logo após assumirem ou renovarem contratos**, marcada por investimentos pesados, programas de eficiência e, em alguns casos, aumentos tarifários para reequilibrar as finanças. Passada essa etapa, a estratégia dominante é manter os indicadores dentro de limites confortáveis, ficando inclusive abaixo dos tetos contratuais para criar uma “margem de segurança” diante de imprevistos.

Para o investidor, **compreender esse ciclo é fundamental**: empresas que entram em ativos com desafios operacionais e financeiros significativos precisam ter histórico e capacidade comprovada de turnaround. Quando bem executado, esse processo não só reduz o risco regulatório, como amplia a capacidade da concessionária de financiar expansão orgânica e aquisições futuras.



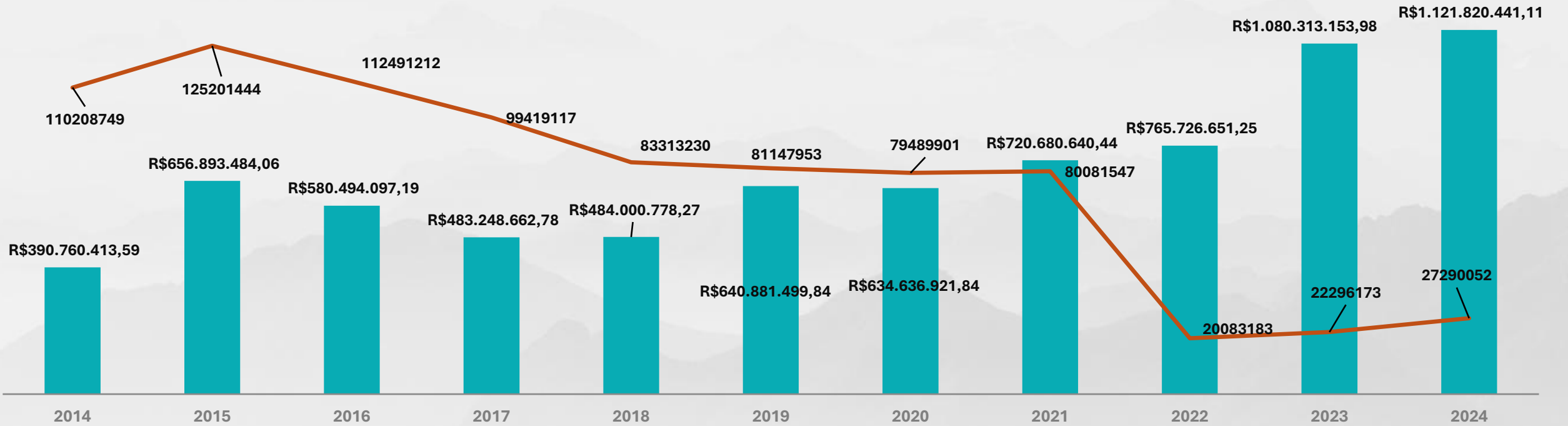
Qualidade do serviço

Nos últimos dez anos, os indicadores de qualidade melhoraram substancialmente, com destaque para a queda de 45 % no DEC e de 51 % no FEC.

A ANEEL publicam rankings anuais que comparam concessionárias de mesmo porte. Em 2024, CPFL Santa Cruz, Energisa Paraíba e Energisa Rondônia lideraram o segmento de grande porte, enquanto Pacto Energia e EFLJC foram destaques entre pequenos operadores. Por outro lado, Enel RJ e Enel CE tiveram desempenho inferior, refletindo desafios estruturais e sociais.

Além da melhora, há crescimento da transparência e do poder do consumidor: interrupções prolongadas geram compensações automáticas creditadas na fatura. Em 2024, foram pagos R\$ 1,122 bilhão em compensações, 4,7 % acima de 2023, distribuídos em 27,3 milhões de ocorrências. Esses valores pressionam o resultado das empresas, mas incentivam esforços de qualidade.

■ Valor das Compensações (R\$) — Quantidade de Compensações



Fonte: ANEEL

Investimentos em expansão e digitalização

⚡ Os investimentos planejados para 2024-2027 somam R\$ 130 bilhões, sendo R\$ 52 bilhões para reforçar a rede.

Grande parte será aplicada em smart grids: instalação de medidores inteligentes, automação de religadores e integração de sistemas de supervisão e controle (SCADA), além da utilização de drones e inteligência artificial para inspeção de linhas. A digitalização permite reduzir perdas técnicas, detectar furtos com mais agilidade, e oferecer tarifas variáveis conforme o horário de consumo.

O setor também investirá em reforço de redes para atender à eletrificação veicular, expansão de datacenters e à incorporação de armazenamento (baterias) na ponta.

O gráfico a seguir mostra o crescimento do investimento em expansão de redes entre 2019 e 2022, destacando o salto de 118 %.

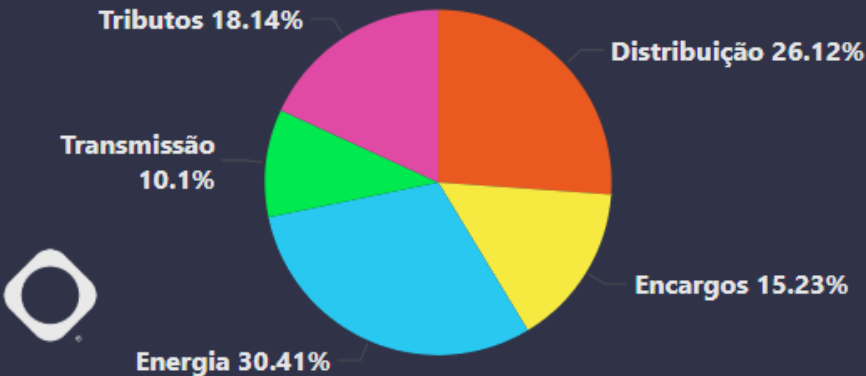
O arcabouço regulatório brasileiro combina estabilidade e incentivos à eficiência. **A receita de uma distribuidora é determinada pela Parcela A (custos de compra de energia, encargos setoriais e uso da transmissão) e pela Parcela B (custos operacionais e remuneração do capital).** Enquanto a Parcela A é repassada integralmente ao consumidor, a Parcela B reflete a eficiência da empresa e é ajustada por mecanismos regulatórios:

- 1.Reajuste Tarifário Anual (RTA)** – realizado todos os anos para repor variações de custos da Parcela A e parte financeira da Parcela B.
- 2.Revisão Tarifária Periódica (RTP)** – ocorre, em média, a cada quatro anos, recalculando a base de ativos e os custos eficientes. É nessa etapa que se aplica o Fator X, que repassa ganhos de produtividade aos consumidores.
- 3.Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)** – utilizada para eventos imprevisíveis, como mudanças tributárias ou alterações de contratos de compra de energia.

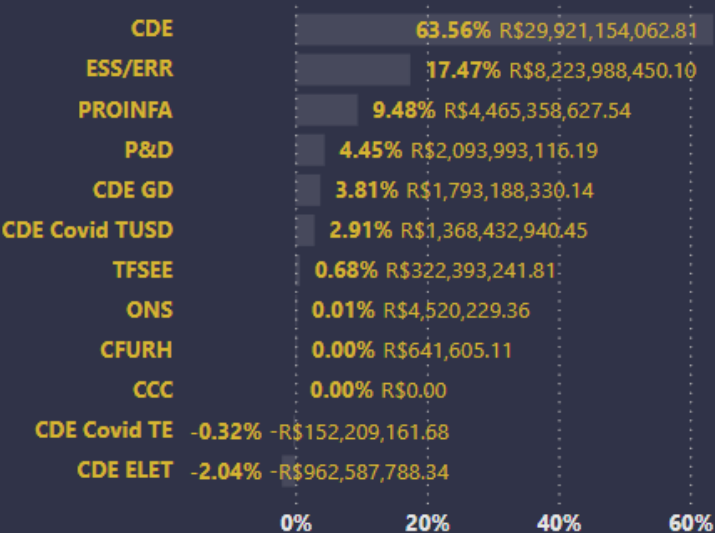
A ANEEL regula e fiscaliza o setor, define tarifas e aplica sanções ou incentivos. O Operador Nacional do Sistema (ONS) gerencia a operação em tempo real do SIN, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contabiliza e liquida as transações.

Essa divisão permite que geração, transmissão e distribuição funcionem de forma coordenada. Quando as concessões se aproximam do vencimento, a renovação depende do cumprimento de indicadores de qualidade. O Decreto 12.068/2024 fixou critérios para renovação e determinou que, se a distribuidora não cumprir metas, a concessão será relicitada e o novo operador terá de indenizar os ativos não amortizados.

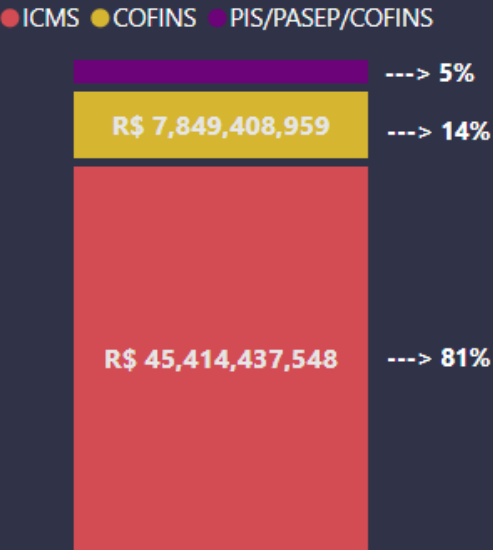
Pizza Tarifária com Tributos



Pizza dos Encargos



Pizza dos Tributos



¹ Os valores computados aqui são referentes aos processos tarifários homologados pela ANEEL entre 2024 e 2025. Os dados utilizados englobam todo o mercado de energia elétrica e podem sofrer alterações.

Perspectivas regionais e diferenças geográficas

O Brasil é um país de dimensões continentais e realidades contrastantes. As oportunidades e os riscos de cada concessão dependem da densidade populacional, do PIB per capita, da geografia e da cultura local. A tabela a seguir resume essas diferenças:

Região	Características da rede e da demanda	Principais empresas	Oportunidades e riscos
Sudeste	maior mercado; densidade elevada; perdas moderadas, mas furtos significativos em periferias; infraestrutura robusta.	Enel SP, CPFL, Neoenergia (Elektro), Cemig, Light	Modernização via redes subterrâneas e automação; integração com geração distribuída; serviços para veículos elétricos. Risco: inadimplência em áreas de baixa renda e furto de energia.
	Alta renda per capita; fortes indústrias; perdas técnicas e furtos abaixo da média nacional.	Copel, Celesc, RGE/CPFL, cooperativas	Consolidação de cooperativas; ampliação de pontos de recarga de EVs; integração eólica. Risco: eventos climáticos (ciclones) e saturação de mercado.
Centro-Oeste	Baixa densidade; grandes distâncias; consumo ligado ao agronegócio.	Energisa (MT, MS), Enel Goiás, Neoenergia Brasília	Expansão rural (linhas trifásicas, isolamento) e conexão de fazendas solares. Risco: alto CAPEX por usuário, volatilidade do agronegócio.
	Crescimento populacional e potencial eólico/solar; algumas distribuidoras com altas perdas não técnicas.	Neoenergia (Coelba, Celpe, Cosern), Energisa (PB, SE), Equatorial (AL, MA, PI, AP), Enel CE	Universalização, microgeração solar, microgrids e redução de perdas. Risco: seca prolongada e tempestades; furtos elevados em centros urbanos.
Norte	maiores perdas e maior extensão territorial; muitos sistemas isolados; índice de interligação abaixo de 90 % em áreas rurais.	Amazonas Energia, Equatorial Amapá, Energisa Acre, Energisa Rondônia, Eletronorte	Interligação ao SIN, substituição de diesel por renováveis, mini redes para comunidades indígenas. Risco: logística complexa, inadimplência, furto de energia.

Essa análise regional indica que as oportunidades não são uniformes. Concessões no Norte e Nordeste apresentam maior espaço para crescimento e melhoria de indicadores, mas exigem empresas capazes de gerir riscos. Já no Sudeste e Sul, a competição é acirrada e o retorno é mais previsível.

Operação, replicabilidade e digitalização

A operação de uma distribuidora envolve processos padronizados que podem ser replicados em diferentes localidades, respeitadas as particularidades regionais. O fluxo típico consiste em:

1.Recepção e transformação – A energia chega em alta tensão das linhas de transmissão. Nas subestações, transformadores reduzem a tensão para valores mais baixos (13,8 kV ou 34,5 kV). Em seguida, transformadores de distribuição reduzem para 380/220 V no ponto de consumo.

2.Distribuição física – Redes de cabos (aéreos ou subterrâneos), postes, isoladores, religadores e transformadores formam a malha. Em áreas rurais, as linhas podem percorrer dezenas de quilômetros entre localidades, com baixa densidade de consumidores; em áreas urbanas densas, é comum optar por redes subterrâneas para melhorar a estética e reduzir desligamentos.

3.Medição e faturamento – Medidores registram o consumo. A leitura pode ser manual ou remota (smart meters). Sistemas de faturamento geram a conta e incluem tributos e encargos.

4.Operação e manutenção – Equipes especializadas executam podas, inspeções, reparos e religamentos. Centros de operação integram dados de sensores, meteorologia e previsão de carga para despachar equipes e acionar automação. Em grandes players, operações podem ser controladas remotamente, otimizando recursos.

5.Atendimento e relacionamento – Canais de atendimento (telefone, internet) recebem solicitações de ligações, desligamentos, reclamações e sugestões. Programas de relacionamento com comunidades são cruciais em áreas vulneráveis para reduzir perdas não técnicas.



Digitalização e smart grids

As empresas brasileiras avançam na implantação de smart grids. O uso de medidores inteligentes permite mensurar o consumo em tempo real, identificar fraudes e oferecer tarifas dinâmicas. Sistemas de SCADA e religadores automáticos reduzem o tempo de interrupção, e plataformas de analytics identificam troncos da rede com perdas anormais.

O advento de veículos elétricos e geração distribuída exige comunicação bidirecional: a distribuidora deve absorver excedentes de micro-usinas solares pela manhã e fornecer energia à noite, equilibrando a rede. A digitalização também passa pelo uso de drones e satélites para inspeção de cabos, algoritmos de previsão de demanda e tecnologias de blockchain para rastrear transações de microgeração.



Apesar da modernização, apenas **cerca de 1 % da malha de distribuição no Brasil é subterrânea**. Trechos enterrados concentram-se em centros históricos e bairros de alto padrão em cidades como São Paulo (região da Paulista, Berrini), Rio de Janeiro (Centro e zonas turísticas), Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre, Salvador, Brasília, bem como em cidades menores turísticas como Paraty (RJ), Sobral (CE), Gramado (RS) e algumas ruas de Lages e Joinville (SC).

O enterramento de cabos melhora a estética, reduz o risco de acidentes e minimiza interrupções por queda de galhos ou colisão de veículos, mas o custo pode ser até dez vezes maior que o de uma rede aérea. Por isso, a decisão de enterrar depende de densidade de carga, valor imobiliário e disponibilidade de recursos. Muitas prefeituras incluem o enterramento em planos urbanísticos, financiado por fundos municipais ou contrapartidas de novos empreendimentos. Para investidores, o enterramento representa oportunidade de diferenciar ativos em áreas com alto valor, mas exige CAPEX elevado e negociação tarifária com a ANEEL.

A Tailândia convive com o mesmo problema, sabe do custo de fazer a mudança, mas criou um projeto de iniciar a mudança, prevendo converter **313 quilômetros de cabos até 2029**, posteriormente mirando outros 1.454 quilômetros. Enterrar **os fios custa 8 ou 10 vezes** mais. Apenas na região central de **São Paulo demandaria R\$20 bilhões**, a Enel estimou **R\$320 bilhões para toda a cidade**. Com um orçamento de R\$125 bilhões para 2025, nos parece que criar um projeto, mesmo que muito diluído no tempo, faça sentido.

A questão do preço sempre existirá, mas nos parece que seria importante começar. Obras acima de determinada metragem deveriam ter como contrapartida enterrar fios em seu entorno. As prefeituras deveriam ter planos de enterrar, mesmo que a conclusão seja distante.

Literatura internacional

- Segundo relatório do U.S. Department of Energy (2024), uma relação de 10% a mais de rede subterrânea está associada, em média, a uma **redução de 14% na duração anual das interrupções (SAIDI)**;
- Uma experiência concreta na Wisconsin (WPSC) mostrou que converter linhas aéreas para subterrâneas resultou em uma **melhoria de desempenho de 95% no SAIDI**, com redução de 137 minutos de interrupção durante tempestade;
- Na Flórida, após a adoção de redes subterrâneas, durante o Furacão Irma, a taxa de interrupção de energia **caiu para cerca de 4%**, comparada aos 24% típicos em linhas aéreas.



Uma perspectiva comparada ajuda a posicionar o Brasil no cenário global. Segundo o Banco Mundial e relatórios do BID, as perdas totais (técnicas + não técnicas) no Brasil rondam 15% (a Aneel estima números maiores, como mostraremos adiante) da energia injetada, enquanto no Chile esse índice gira em torno de 5%, na Colômbia entre 7% e 8%, e na União Europeia entre 6% e 9%. Em termos de qualidade (medida por indicadores equivalentes a DEC/FEC, como SAIDI/SAIFI), as regiões Sul e Sudeste se aproximam dos padrões europeus, mas Norte e Nordeste ainda estão distantes. A tabela seguinte resume essa comparação:

País/Região	Perdas totais (2023)	Observação
Brasil	15 %	Perdas não técnicas ainda elevadas em algumas concessões, exigindo combate a furtos.
Chile	5 %	Modelo regulatório semelhante, rede mais densa e menor furto.
Colômbia	7–8 %	Melhora contínua; perdas concentradas em regiões específicas.
União Europeia (média)	6–9 %	Perdas quase exclusivamente técnicas; alta automação e redes subterrâneas.

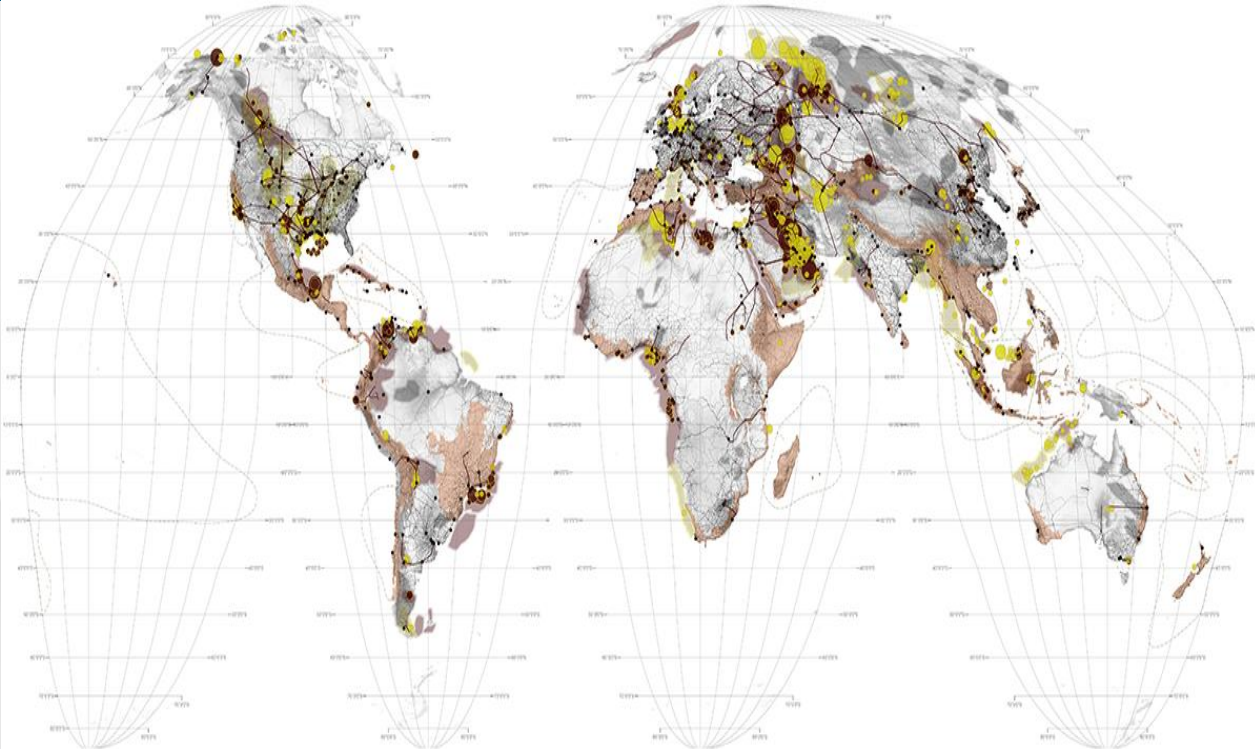
O Brasil tem margem para reduzir perdas e aproximar-se do patamar latino-americano mais eficiente, sobretudo via digitalização e fiscalização. Essa agenda, porém, depende de segurança pública e de investimentos em medidores inteligentes.

Uma segunda comparação seria sobre a tarifa ao consumidor, mas existe um conflito entre as pesquisas.

Quando se olha apenas para o preço médio da eletricidade em R\$/MWh, o Brasil não está entre os mais caros do mundo. Diversos países europeus (como Alemanha, Dinamarca e Itália) apresentam preços bem mais altos. Sob essa ótica, o Brasil estaria em uma posição intermediária.

Quando o consumo residencial médio e a renda disponível entram na conta, a percepção muda. Como a renda média do brasileiro é inferior à de países desenvolvidos, a mesma tarifa pesa mais no orçamento. É esse recorte que sustenta a narrativa de que “a energia no Brasil é cara para quem vive aqui”.

Outro ângulo é separar a tarifa em componentes. O problema não é necessariamente o custo de gerar ou distribuir energia, mas a quantidade de tributos e subsídios embutidos. Isso gera a visão de que o Brasil tem uma energia “artificialmente cara” devido ao desenho fiscal-regulatório.





Perdas não técnicas (furto e fraude)

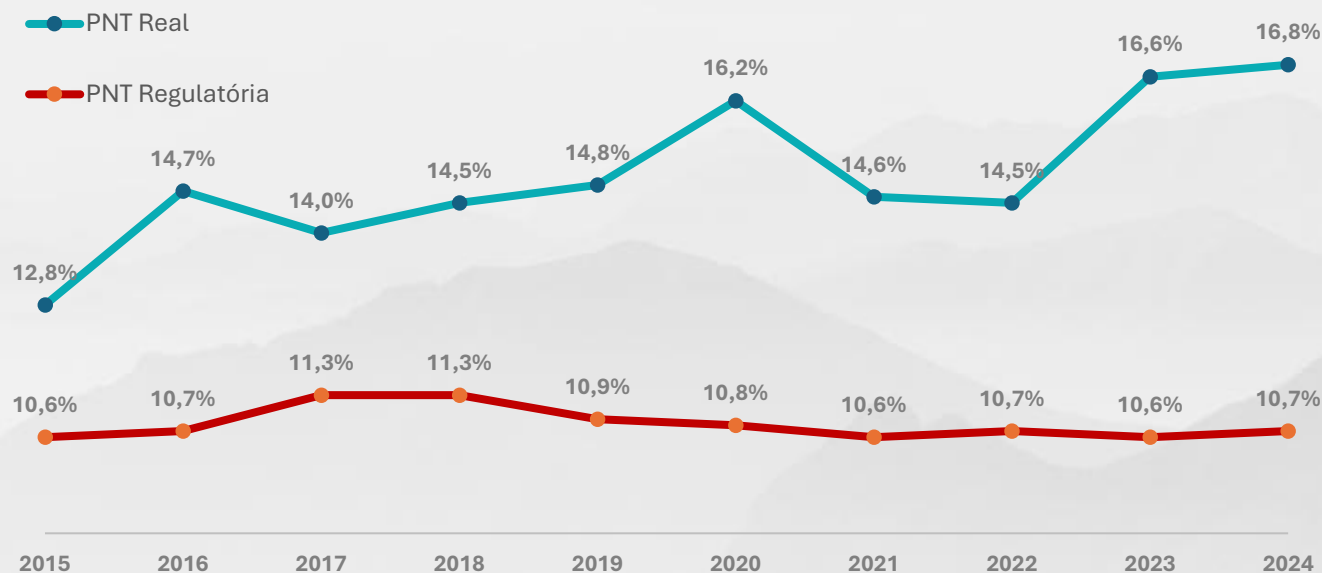
As perdas não técnicas (NTL) ocorrem por **furto de energia (“gatos”)**, fraude em medidores ou erro de medição. Elas respondem pela maior parte das perdas totais em várias concessões e são responsáveis por prejuízos de bilhões de reais. Algumas distribuidoras registram **índices de perdas não técnicas superiores a 20 % da energia injetada**.

O furto anual de energia cresceu 75,6% nos últimos 15 anos, segundo a Abradee. Fomos de 23,5 terawatt/hora por ano para 40,8 terawatt/hora por ano. O impacto financeiro só com custos de compra de energia é de R\$10,1 bilhões. A quantia de energia furtada supera a geração da hidrelétrica de Belo Monte, no Pará, que é a segunda maior do Brasil.

Devido a metodologias diferentes, alguns relatórios calculam o percentual de perdas não técnicas em relação à energia faturada, resultando em números superiores a 100 %. Esse índice pode assustar, mas não significa que mais de 100 % da energia seja furtada; indica apenas que a energia desviada supera o volume faturado naquele segmento.

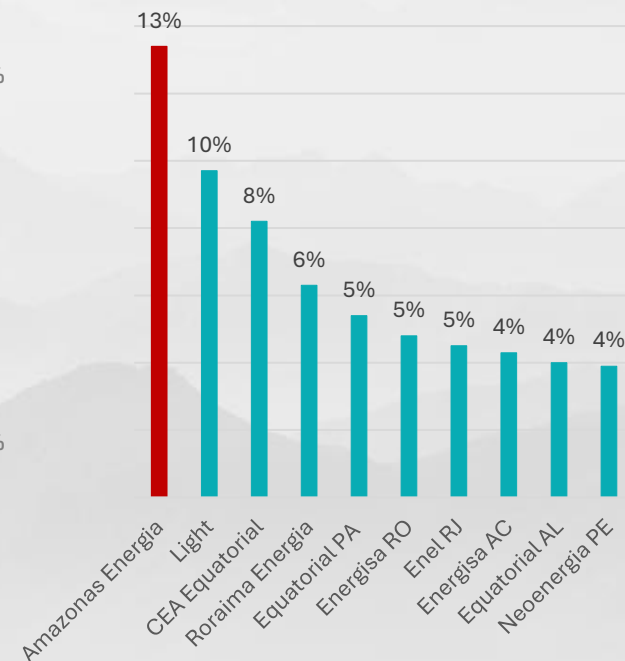
Uma concessionária que fatura 45 unidades de energia e perde 55 unidades em furto apresentará perda de $55 \div 45 \approx 122 \%$ quando medida dessa forma.

Perdas não Técnicas (Furtos e Desvios de Energia)

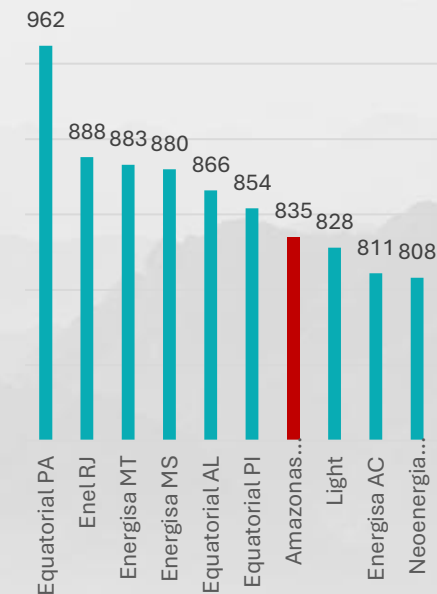


Fonte: Abradee e Aneel

Incremento do gato na conta de luz (%)



Preço da Conta de Luz (R\$ por MWh)



Gustavo Cruz, Estrategista CNPI. 18/09, 2025.

TOTAL DESVIADO NO AMAZONAS É MAIOR DO QUE O VALOR COBRADO

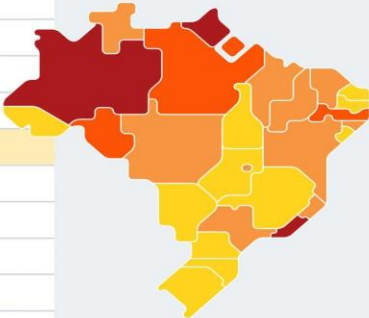
em volume furtado, distribuidoras de Rio de Janeiro e São Paulo são as que mais perdem energia



UF	total furtado (em TWh*)	% furtado X total cobrado na conta de luz
AM	4,47	117,80
AP	0,61	67,40
RJ	11,27	62,00
PA	2,30	33,50
RO	0,79	28,70
PE	1,65	22,20
AL	0,44	17,20
CE	1,25	15,60
BA	1,76	14,20
ES	0,80	14,10
MT	0,83	14,00
MA	0,70	11,90
RR	0,11	11,50
DF	0,46	11,30
PI	0,33	11,00
SP	6,98	10,90
AC	0,09	9,20
RS	1,28	8,90
MS	0,30	8,80
SC	0,94	7,70
PB	0,28	7,40
MG	1,45	7,00
GO	0,56	6,00
PR	0,83	5,60
SE	0,09	4,40
RN	0,12	3,00
TO	0,05	2,70

← pior

apesar de o maior índice ser no Amazonas, o maior volume de energia furtada é no Rio de Janeiro e depois em São Paulo, Estados que consomem mais eletricidade



← melhor

Os estados com maiores índices de perdas não técnicas incluem:

- **Amazonas** – índices que superam 55 % em relação à energia injetada; logística complexa, dificuldades de fiscalização e altas cargas em centros urbanos. Hoje 13,8% do valor da conta de luz é para cobrir gatos;
- **Rio de Janeiro** – áreas dominadas por milícias e crime organizado, com perdas de cerca de 40 % em algumas concessões; Light e Enel RJ respondem juntas por aproximadamente um terço das perdas não técnicas do país. Áreas nobres do Rio também furtam energia. Com controles remotos e sensores que detectam a presença humana e desabilitam as irregularidades quando a fiscalização chega. Somente nos primeiros quatro meses de 2024, a Light registrou um aumento de 40% de fraudes de energia na Barra da Tijuca e na Zona Sul carioca. O clube de futebol Vasco da Gama admitiu em 2025 que tinha gatos de luz e água.
- **Amapá, Pará, Ceará, Pernambuco, Rondônia e Maranhão** – índices variando entre 14 % e 32 %. Amas regiões urbanas periféricas e áreas rurais de baixa renda. Nos estados do Sul e Sudeste mais ricos (SP, MG, PR, RS), as perdas não técnicas tendem a ficar abaixo de 6 %.

Ranking de perdas por distribuidora e por estado:

Diversos rankings circulam na imprensa e em relatórios setoriais, apontando as distribuidoras com maior e menor índice de perdas não técnicas. De forma geral, as distribuidoras **Amazonas Energia e Light aparecem como líderes em perdas**, seguidas por Equatorial Amapá, Enel RJ, Equatorial Pará e Neoenergia Pernambuco. As distribuidoras de Mato Grosso do Sul, Goiás, Espírito Santo e Paraná figuram entre as menos perdedoras.

No ranking por estado, Amazonas, Rio de Janeiro, Amapá e Pará encabeçam as perdas não técnicas. Os menores índices estão em Mato Grosso do Sul, Goiás, Espírito Santo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul. Os valores variam dependendo da metodologia e do ano-base, mas as disparidades regionais permanecem. Investidores devem analisar relatórios da ANEEL e da ABRADEE ao considerar a aquisição de ativos em regiões de alto furto.

O furto de energia é crime previsto no artigo 155 do Código Penal. A pena é de 1 a 4 anos de reclusão. Além de aumentar a conta de luz, a prática provoca riscos de acidentes e incêndios.

*(terawatt/hora)
fonte: Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), com dados da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica)

A distribuição emprega aproximadamente **200 mil profissionais**, entre eletricitistas de rede, técnicos de manutenção, engenheiros, analistas de sistemas, atendentes e administrativos. Estima-se que cerca **de 42 % estejam em funções técnicas de campo** (manutenção e construção), **35 % em áreas comerciais e de atendimento**, e **23 % em engenharia e gestão**. A remuneração média gira em torno de R\$ 6,5 mil mensais, **valor acima da média de um trabalhador nacional**, refletindo a necessidade de formação específica e os riscos de trabalho com alta tensão.

Os eletricitistas de rede realizam serviços de risco e devem cumprir normas de segurança como a NR 10 (segurança em instalações e serviços em eletricidade) e a NR 35 (trabalho em altura). As distribuidoras investem continuamente em treinamento para reciclagem, uso de EPI e novos procedimentos. Engenheiros, planejadores e profissionais de TI são demandados para integrar sistemas de automação e inteligência de dados. A modernização digital também cria demanda por especialistas em cibersegurança, pois a rede elétrica passa a ser um alvo relevante de ataques. Na outra ponta, agentes de atendimento e leitura (quando ainda existem medidores analógicos) precisam ter sensibilidade social para negociar com consumidores inadimplentes e orientar sobre direitos e deveres.

Perdas técnicas e não técnicas

As perdas técnicas decorrem dos fenômenos físicos da passagem de corrente elétrica em condutores. Os principais fatores são:

- **Comprimento e bitola dos cabos** – Quanto maior o comprimento e mais fina a seção transversal, maior a resistência e a dissipação de energia;
- **Sobrecarga de transformadores** – Excesso de potência provoca aquecimento e aumenta as perdas internas. Muitos transformadores instalados há décadas não foram dimensionados para a carga atual;
- **Desequilíbrio de fases e baixo fator de potência** – Cargas mal distribuídas entre fases e presença de cargas indutivas (motores, bombas) aumentam as correntes e provocam perdas;
- **Harmônicos e distorções** – Equipamentos eletrônicos podem gerar correntes harmônicas que elevam aquecimento;
- **Temperatura ambiente e corrosão** – Regiões de clima quente ou salino (litoral) sofrem maior degradação de cabos e conexões.

No Brasil, as **perdas técnicas representam cerca de 6% a 8% da energia injetada na distribuição**. Em áreas rurais longas, podem chegar a 12%; em áreas urbanas densas, ficam próximas de 3% a 5%. Combater perdas técnicas envolve substituir cabos por condutores de maior seção, instalar transformadores mais eficientes, equilibrar fases, melhorar o fator de potência (compensadores de reativos) e automatizar religadores.



Segundo dados da ABRADÉE (2024), o número total de acidentes com a rede elétrica caiu 12,4%, chegando a 685 ocorrências (incluindo mortes, lesões graves e leves) — o menor desde 2017.

Entretanto, as fatalidades tiveram leve aumento, passando de 250 em 2023 para 257 em 2024.

Região	Acidentes totais	Fatalidades	Lesões Graves	Lesões Leves
Sudeste	262	86	81	—
Nordeste	193	67	55	—
Norte	90	48	32	—
Sul	86	32	31	—
Centro-Oeste	54	24	25	—

Fonte: Abradee

Principais Causas de Fatalidades:

1. Construção e manutenção predial: liderança absoluta, com destaque por obras próximas à rede elétrica;
2. Cabos energizados expostos e gambiarras;
3. Queda de árvores, falta de poda em áreas urbanas;
4. Furtos de condutores e ligações clandestinas também são causas relevantes;

Além disso, um estudo da ABRACOPEL (2022) registrou 1.828 acidentes de origem elétrica e 686 mortes, com 104 fatalidades apenas na construção civil — destacando o risco ocupacional e a necessidade de proteção rígida.



Impacto da Geração Distribuída no Setor de Distribuição de Energia

Nos últimos anos, a **geração distribuída (GD)**, especialmente a solar fotovoltaica, deixou de ser um nicho para se tornar um **componente estrutural** do setor elétrico brasileiro. Com a Lei 14.300/2022, que estabeleceu o Marco Legal da GD, a atividade ganhou regras mais claras, impulsionando investimentos e a conexão de milhões de unidades consumidoras geradoras à rede de distribuição.

Embora tecnicamente vinculada à atividade de geração, a GD afeta diretamente a operação e o modelo de negócio das distribuidoras, trazendo tanto desafios quanto oportunidades.

1. Mudança de Fluxo e Operação da Rede

Antes da GD, a energia percorria um caminho unidirecional: geração → transmissão → distribuição → consumidor. Com a GD, a rede se torna bidirecional, já que consumidores com painéis solares podem injetar excedentes na rede durante o dia e consumir energia da distribuidora à noite.

Isso exige:

- Sistemas mais sofisticados de proteção e controle de tensão, evitando sobretensões em horários de alta injeção.
- Planejamento de carga mais dinâmico, já que a demanda líquida das distribuidoras se torna mais volátil.

2. Impacto Econômico e Regulação

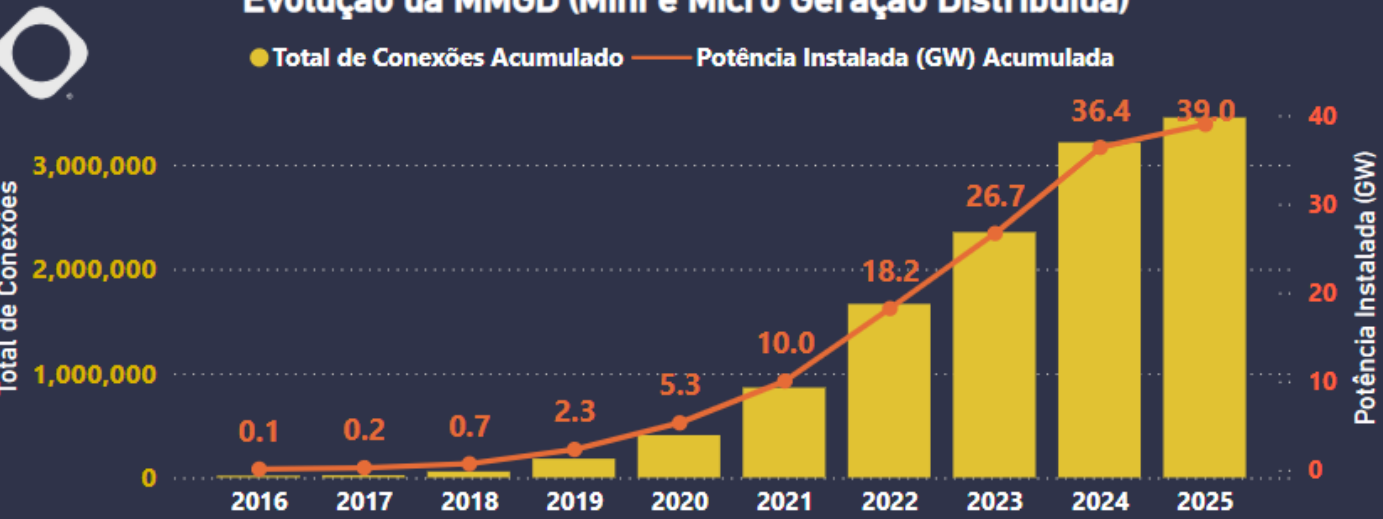
O avanço da GD reduz o consumo líquido medido das distribuidoras, afetando a Parcela B — a fatia da tarifa que remunera a operação e manutenção da rede.

A regulação recente prevê que, para novas conexões, a compensação pelo uso da rede será gradualmente ajustada, buscando equilibrar:

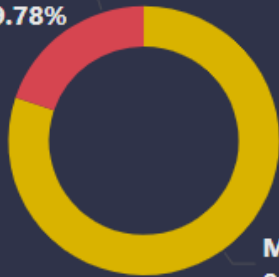
- O incentivo ao crescimento da GD.
- A sustentabilidade financeira das distribuidoras.

Evolução da MMGD (Mini e Micro Geração Distribuída)

● Total de Conexões Acumulado — Potência Instalada (GW) Acumulada



Minigeracao
19.78%



Microger...
80.22%

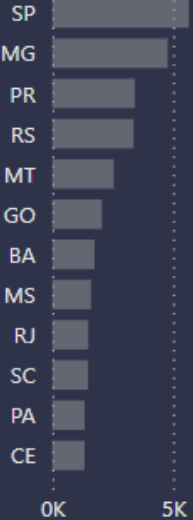
3,451,863

Total de Conexões

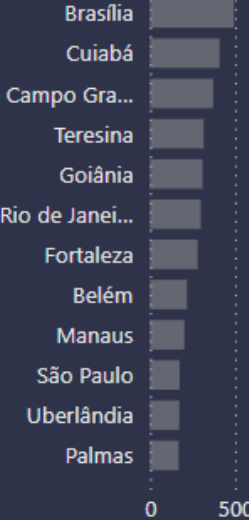
5,186,138

Total de Beneficiados no SCEE

Ranking Estadual



Ranking Municipal



Impacto da Geração Distribuída no Setor de Distribuição de Energia

3. Barateamento e Acesso a Novos Perfis de Consumidores

O custo dos sistemas fotovoltaicos caiu significativamente. No Brasil, o preço médio do watt instalado caiu cerca de 70% em uma década, segundo dados da Absolar. Isso tornou viável a adoção não apenas por residências de alto padrão, mas também por:

- Comércios (supermercados, shopping centers, restaurantes) — reduzindo custos operacionais e aumentando previsibilidade de gastos energéticos.
- Indústrias — aproveitando grandes telhados para reduzir despesas e mitigar riscos de reajustes tarifários.
- Galpões logísticos — onde a alta área disponível para painéis se combina com consumo diurno elevado, gerando sinergia ideal para autoconsumo.

4. Diferenças Regionais

A penetração da GD apresenta grande desigualdade:

- Sul, Sudeste e Centro-Oeste lideram em capacidade instalada, impulsionados por maior poder aquisitivo, crédito e conscientização.
- Norte e Nordeste possuem irradiação solar abundante, mas barreiras socioeconômicas limitam o avanço em áreas urbanas; ainda assim, há forte crescimento em projetos empresariais e cooperativas rurais.

5. Oportunidades para Distribuidoras

Apesar da redução de receita na venda direta de energia, a GD abre espaço para novas linhas de negócio:

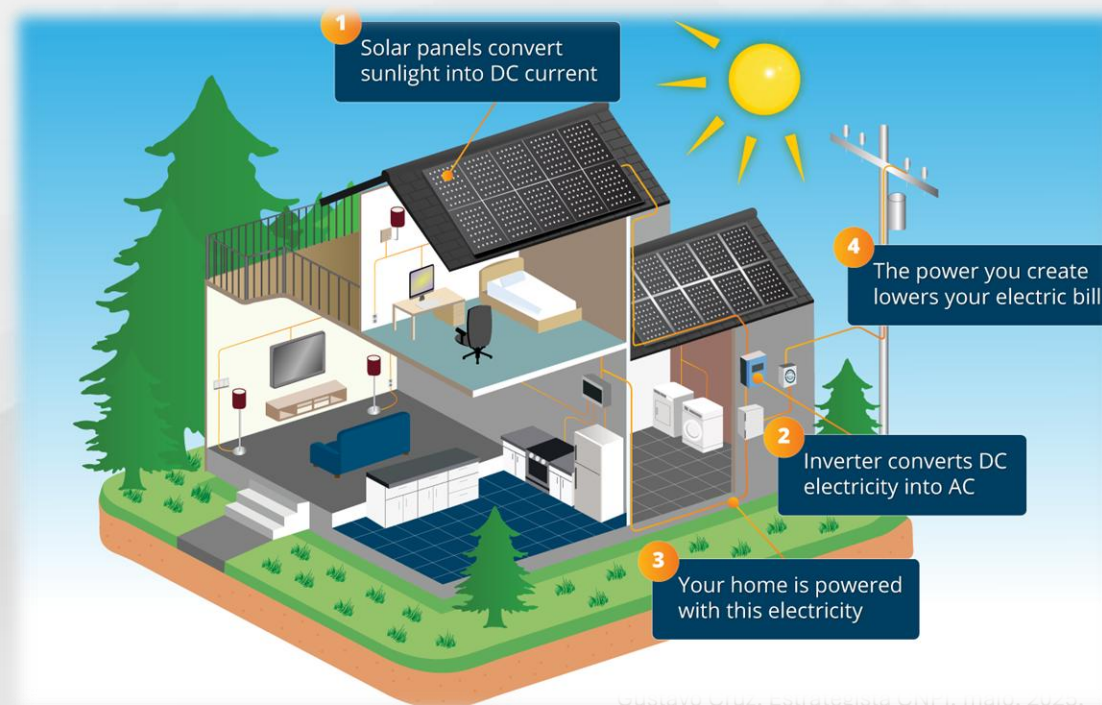
- Serviços de armazenamento (baterias) para clientes com GD, oferecendo maior independência energética.
- Manutenção e monitoramento remoto para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
- Modelos de geração compartilhada, onde a distribuidora pode atuar como facilitadora ou investidora.

6. Relevância para Investidores

O avanço da GD é irreversível e cria um novo perfil de rede elétrica no Brasil.

Investidores atentos devem considerar:

- A capacidade das distribuidoras de se adaptar tecnologicamente.
- A resiliência do fluxo de caixa diante da queda no consumo líquido.
- As oportunidades de receita em serviços associados à GD.



As distribuidoras operam com margens reguladas definidas pela ANEEL. O retorno sobre o capital investido (WACC regulatório) é determinado nas revisões tarifárias e serve de referência para o setor, normalmente alinhado à taxa básica de juros acrescida de prêmio de risco setorial. Empresas com menor custo de capital (acesso a financiamentos internacionais

As distribuidoras buscam balancear alavancagem: dívidas excessivas comprometem o caixa em períodos de inadimplência ou investimentos pesados, enquanto capital próprio caro reduz o retorno dos acionistas. via bancos de fomento) têm vantagem competitiva em leilões de novas concessões.

A ANEEL reconhece nas tarifas apenas o custo de dívida eficiente; por isso, gestão financeira disciplinada é crucial.

Integração vertical e ESG

Algumas distribuidoras são integradas a negócios de geração e transmissão, criando sinergias operacionais e mitigando riscos de mercado. Neoenergia e Energisa têm portfólios diversificados que incluem usinas hidrelétricas, eólicas, solares e linhas de transmissão.

Essa diversificação dilui choques regionais e torna a gestão mais robusta. Os temas ambientais, sociais e de governança (ESG) ganham relevância: empresas são cobradas a ampliar o atendimento em comunidades vulneráveis, reduzir a pegada de carbono e adotar práticas de diversidade.

A transição energética (eletrificação de transportes, hidrogênio verde, armazenamento) oferece espaço para novas receitas, mas exige inovação regulatória.



Reclamações do setor e estabilidade regulatória

Usualmente, separamos o final do relatório com Riscos e Oportunidades para o setor. Optamos por mostrar antes o que as empresas de distribuição apontam como desafios, que impactam sua rentabilidade e suas relações com clientes e reguladores:

1. Perdas não técnicas e inadimplência – As concessionárias clamam por maior apoio do poder público no combate a furtos e fraudes. Estimam-se prejuízos anuais de bilhões de reais, repassados parcialmente às tarifas. A judicialização de cortes por inadimplência e os programas de renegociação interferem no fluxo de caixa;

2. Carga tributária e encargos – A conta de luz incorpora impostos (ICMS, PIS/COFINS) e encargos setoriais (CDE, Proinfa, ESS), que podem representar mais de 40 % da tarifa. Distribuidoras argumentam que essa carga reduz a aceitação social de reajustes e dificulta investimentos;

3. Previsibilidade regulatória – Embora o marco legal seja estável, decisões pontuais (MP 579/2012, que reduziu tarifas sem compensar o capital investido, e o Decreto 12.068/2024, que condiciona renovação de concessões) criam incerteza. Empresas pedem consultas públicas robustas antes de qualquer mudança;

4. Compensações e fiscalização – O aumento de compensações automáticas pressiona margens. A fiscalização é necessária para garantir padrões de qualidade, mas também gera custos extras em gestão de indicadores e sistemas;

5. Conflito de interesses entre Estado e concessionárias – Empresas estatais ou mistas, como Cemig, Copel e Light, sofrem maior interferência política em tarifas e investimentos. Decisões de governos estaduais podem priorizar popularidade sobre equilíbrio econômico.



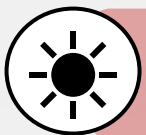
Riscos



Altas exigências técnicas e regulatórias, que encarecem a operação e criam incertezas com mudanças em Medidas Provisórias.



Risco operacional e de acidentes, que podem gerar fatalidades de empregados e consumidores.



Eventos climáticos extremos, com potencial de causar danos estruturais e interrupção de operações.



Inadimplência ou furto de energia, afetando a previsibilidade de receita. Poder público oscila em apoio na fiscalização. Compensações automáticas também encarecem operação.



Conflito de interesse em empresas mistas, poder público pode incentivar decisões eleitoreiras. Além de carga tributária elevada, provocando insatisfação com repasses.

Oportunidades



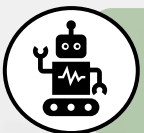
Demanda crescente – A expansão urbana, a retomada econômica e o crescimento do agronegócio impulsionam o consumo. A eletrificação de veículos e processos industriais criará novas cargas e exigirá reforço de rede.



Smart grids e flexibilização tarifária – A disseminação de medidores inteligentes e sistemas de controle permitirá tarifação horária e programas de resposta à demanda. Isso abre espaço para empresas agregadoras que gerenciam cargas e geração distribuída, remunerando consumidores por reduzirem consumo em horários de pico.



Geração distribuída e armazenamento – A queda de preços de painéis solares e baterias facilita a instalação de sistemas residenciais e comerciais. As distribuidoras podem cobrar pelo uso da rede, prestar serviços ancilares (compensação de reativos, controle de tensão) e integrar micro-usinas em microgrids.



Universalização e interligação – Ainda existe lacuna em áreas rurais do Norte e Nordeste, onde menos de 90 % dos domicílios têm acesso ao serviço público. Projetos de interligação ao SIN e mini redes solares isoladas são oportunidades de investimento com subsídios públicos.



Mercado livre para baixa tensão – A possível abertura do mercado livre para consumidores residenciais e pequenos comércios exigirá mudanças na remuneração das distribuidoras, mas pode abrir novas linhas de receita através de serviços de rede e soluções de energia personalizada.

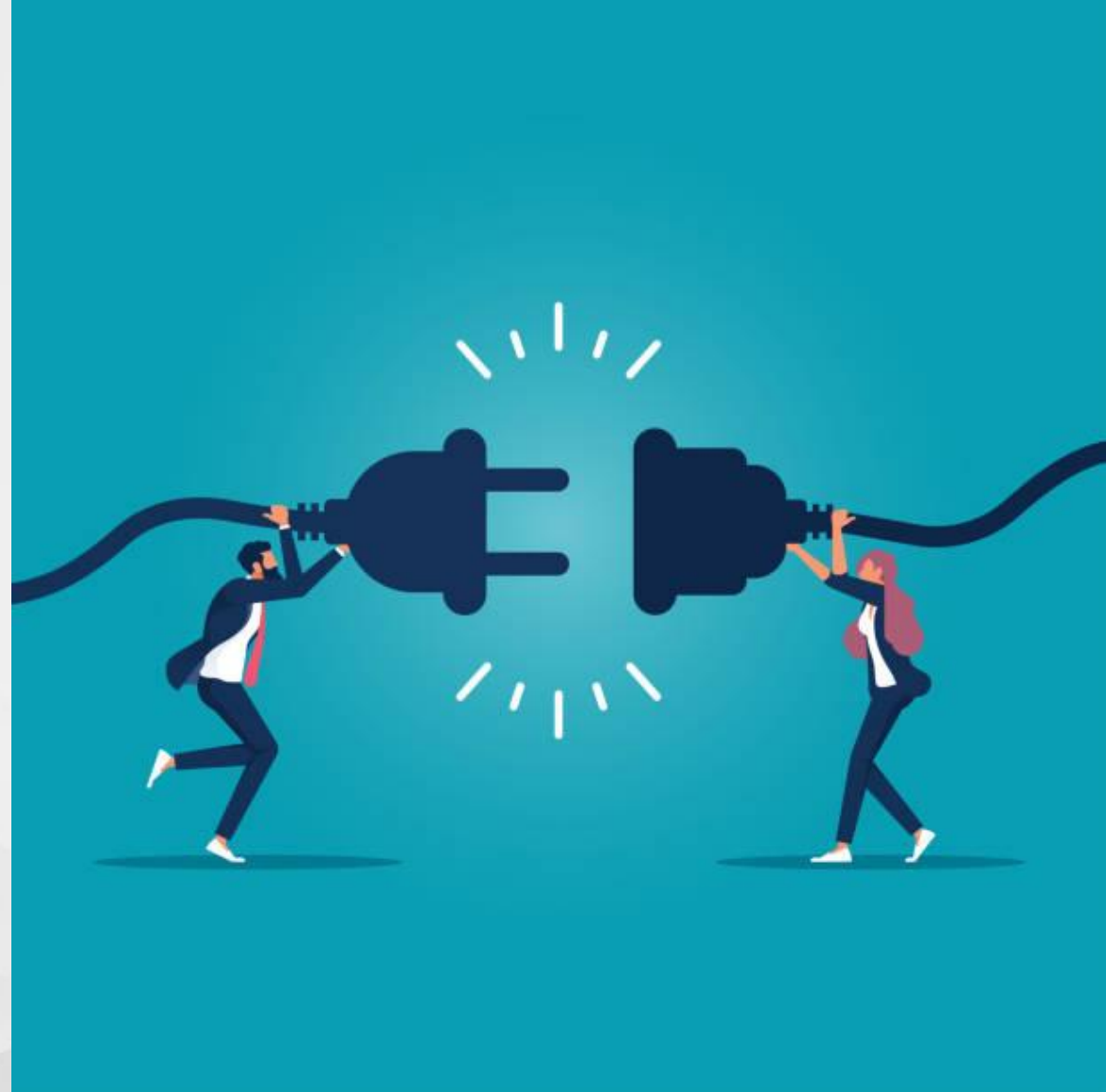
Conclusão

O setor de distribuição de energia passou por uma grande transformação, nos últimos 30 anos. O salto de 31 milhões de domicílios para 91 milhões com acesso à energia, era o grande objetivo anterior. Atualmente, a modernização elevou a exigência dos operadores do setor, com métricas de duração e frequência de interrupções sendo penalizadas com compensações aos clientes.

O próximo salto envolverá o uso de tecnologias, para mensurar mais precisamente o fornecimento e consumo. Os smartgrids podem inclusive remunerar consumidores que diminuam o consumo em horários de pico.

O grande desafio de longo prazo, enterrar cabos, segue sem um grande projeto nacional. Surgem pequenas iniciativas municipais, pequenas, mas com ótimas consequências de longo prazo.

Para as empresas que atuam no setor, a oportunidade é clara. A demanda continua apontando para um grande crescimento, com a sociedade cada vez mais dependente de energia. Cabe as companhias equilibrarem custos com um bom atendimento.



DISCLAIMER

Este material foi elaborado pela RB Investimentos Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. (“RB Investimentos”) de acordo com todas as exigências previstas na Instrução CVM nº 598, de 3 de julho de 2018 (“ICVM 598”) e é fornecido de forma informativa, de forma que possa auxiliar o investidor a tomar sua própria decisão de investimento, não constituindo uma oferta, recomendação ou solicitação de compra ou venda de nenhum título ou valor mobiliário contido nesse relatório.

A RB Investimentos não se responsabiliza por qualquer decisão tomada pelos investidores e clientes com base no presente material e as decisões de investimentos e estratégias devem ser feitas pelo próprio leitor.

O conteúdo desse relatório foi elaborado considerando a classificação de risco dos produtos de modo a gerar resultados de alocação para cada perfil de investidor, não podendo ser copiado, reproduzido ou distribuído, no todo ou em parte, a terceiros, sem prévia autorização da RB Investimentos.

Todas as informações utilizadas nesse documento foram redigidas com base em informações públicas e que a RB Investimentos e o analista de valores mobiliários entendam confiáveis, mas podem não ser precisas e completas e se referem à data de sua divulgação, estando portanto sujeitas a alterações, não implicando necessariamente na obrigação de qualquer comunicação no sentido de atualização ou revisão com respeito a tal mudança.

O analista de valores mobiliários responsável pelo conteúdo deste material certifica que: (i) as informações contidas neste material refletem única e exclusivamente as suas opiniões pessoais e foram elaboradas de forma independente, inclusive em relação à RB Investimentos; (ii) se estiver em situação que possa afetar a imparcialidade do material ou que possa configurar conflito de interesses, nos termos dos artigos 21 e 22 da ICVM 598, tal informação será informada no próprio material; e (iii) sua remuneração não está direta ou indiretamente relacionada às informações ou opiniões objeto deste material.

A RB Investimentos e o analista de valores mobiliários responsável pelo conteúdo deste material são credenciados junto à Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (“APIMEC”), em cumprimento a todas as disposições contidas na ICVM 598 e nas políticas elaboradas pela APIMEC, em especial o Código de Conduta da Apimec para o Analista de Valores Mobiliários.

Para mais informações, consulte a Resolução CVM 20/2021 e o Código de Conduta da Apimec para o Analista de Valores Mobiliários. Em caso de quaisquer dúvidas ou informações adicionais, pedimos entrar em contato com o analista responsável ou pelo e-mail [gustavo.cruz@rbinvestimentos.com].

