

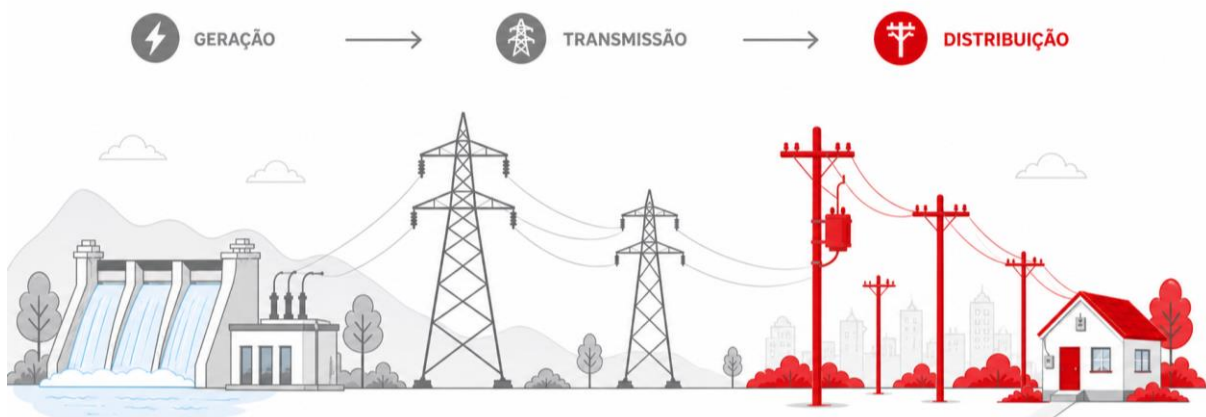
Francisco LoboAnalista de Crédito | Santander Credit Research
francisco.lobo@santander.com.br

No presente relatório, abordamos o setor de distribuição de energia, responsável por levar a eletricidade até residências, comércios, indústrias e demais consumidores finais. Trata-se de um serviço essencial, regulado e prestado por meio de concessões públicas, com receita relativamente previsível, mas também com alta necessidade de investimentos e forte influência das regras tarifárias. Para o investidor de crédito privado, a análise deve ir além da conta de luz: é preciso entender o que de fato remunera a distribuidora, como funcionam reajustes e revisões tarifárias, qual é a qualidade da concessão, como a empresa controla perdas e inadimplência, e se sua geração de caixa é suficiente para sustentar investimentos, administrar a dívida e atravessar mudanças regulatórias como o mercado livre e a geração distribuída.

O que é a distribuição de energia?

A distribuição de energia é a etapa do setor elétrico responsável por levar a eletricidade até o consumidor final. Depois que a energia é gerada e transportada em alta tensão pelas linhas de transmissão, ela chega às redes de distribuição, que fazem a conexão com residências, comércios, indústrias, hospitais, escolas e demais unidades consumidoras. Uma analogia simples ajuda a entender: se a transmissão funciona como as grandes rodovias da energia, a distribuição funciona como as ruas e avenidas que chegam até cada endereço.

Essa é a parte mais próxima do consumidor. É a distribuidora que liga uma nova unidade à rede, mede o consumo, emite a conta de luz, faz a cobrança, atende emergências, repara falhas, substitui equipamentos, expande a rede e precisa garantir padrões mínimos de qualidade. Quando falta energia em uma casa ou comércio, o consumidor não liga para a geradora nem para a transmissora; ele liga para a distribuidora, sendo ela a face mais visível do setor.

Figura 1. Fluxograma do setor elétrico

Fonte: Santander.

Para o investidor de crédito privado, a distribuição deve ser entendida como um negócio de infraestrutura regulada. A companhia opera uma rede essencial, em uma área de concessão definida, sob regras estabelecidas pelo poder concedente e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Em troca, tem direito a uma remuneração regulatória, desde que cumpra suas obrigações de qualidade, eficiência, atendimento e investimento. Esse modelo tende a gerar maior previsibilidade de receita do que setores puramente competitivos, mas não elimina riscos. A concessão pode ser mais ou menos complexa, a rede pode exigir mais investimentos, as perdas podem ser elevadas, a inadimplência pode pressionar o caixa e o ciclo tarifário

pode mudar a trajetória de remuneração.

Principais características do negócio

A primeira característica da distribuição de energia é que se trata de um serviço público concedido. A distribuidora não “escolhe” livremente uma região para atuar, como faria uma empresa em um mercado competitivo tradicional. Ela recebe do Poder Concedente, no caso o Governo Federal, o direito de prestar o serviço em uma área específica por meio de um contrato de concessão. Esse contrato define a região atendida, as obrigações da companhia, os padrões mínimos de qualidade, as regras de investimento, os mecanismos tarifários e as condições para manutenção ou eventual perda da concessão.

Essa concessão tem prazo limitado. Em geral, os contratos de distribuição são estruturados em ciclos longos, normalmente de 30 anos, podendo haver prorrogação se a empresa cumprir as condições regulatórias e contratuais aplicáveis. A concessão é finita, sujeita a renovação, fiscalização e cumprimento de metas. Na prática, a qualidade do serviço, a saúde econômico-financeira e a capacidade de investimento da companhia podem influenciar a percepção de risco em momentos de renovação contratual.

O processo de concessão também reforça o caráter regulado do negócio. Em novas outorgas, o direito de prestar o serviço tende a ser concedido por meio de processos competitivos, nos quais o poder público seleciona o operador responsável por atender determinada área. Na prática, porém, o setor passou mais por mudanças de controle em concessões já existentes nos últimos anos do que por novos leilões de distribuição. Em ambos os casos, uma vez definido o operador e assinado o contrato, a distribuidora passa a ter exclusividade na prestação do serviço de distribuição naquela região, mas, em troca, assume obrigações relevantes. Ela precisa atender consumidores de baixa renda e áreas menos densas, expandir e manter a rede, cumprir metas de continuidade, realizar investimentos, combater perdas e garantir a prestação adequada do serviço.

A segunda característica é a área de concessão. Cada distribuidora atende uma região determinada, com perfil próprio de renda, urbanização, densidade populacional, crescimento de carga, informalidade, perdas e inadimplência. Essa diferença é muito importante: duas empresas do mesmo setor podem ter perfis de risco bastante distintos simplesmente porque operam concessões diferentes – uma distribuidora que atende uma região de alta renda, rede mais adensada e perdas baixas tende a ter uma dinâmica operacional diferente de uma companhia que atua em áreas extensas, de menor densidade, maior vulnerabilidade social ou maior incidência de furto de energia.

A terceira característica é a regulação tarifária. Diferentemente de uma empresa comum, que pode definir preços livremente de acordo com mercado, concorrência e estratégia comercial, a distribuidora tem suas tarifas definidas por processos regulatórios. A Aneel estabelece mecanismos para que a tarifa remunere a prestação eficiente do serviço, cubra custos reconhecidos e preserve o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Isso dá ao setor uma natureza mais previsível, mas também torna a análise dependente de regras específicas.

A quarta característica é a intensidade de capital. Distribuir energia exige uma rede física ampla, composta por subestações, transformadores, postes, cabos, medidores, sistemas de automação, centros de operação e equipes de manutenção. Essa infraestrutura precisa ser constantemente expandida, modernizada e substituída. O crescimento urbano, a conexão de novos consumidores, a melhora da qualidade, a redução de perdas e a integração de geração distribuída exigem investimentos contínuos. Assim, mesmo sendo um setor defensivo, a distribuição normalmente demanda *capex* relevante.

A quinta característica é a previsibilidade relativa de demanda. Energia elétrica é um serviço essencial, e isso reduz a volatilidade do consumo em comparação com setores mais cíclicos. Ainda assim, o volume distribuído pode variar de acordo

com atividade econômica, temperatura, migração de consumidores para o mercado livre, eficiência energética e expansão da geração distribuída. Para o credor, isso significa que a receita tende a ser mais estável do que em muitos setores, mas não deve ser tratada como totalmente imune a mudanças estruturais.

Componentes da conta de luz

A conta de luz é a melhor porta de entrada para entender o modelo de negócios das distribuidoras. Para o consumidor, ela aparece como uma cobrança única, emitida pela distribuidora. Para o investidor, porém, essa fatura deve ser lida como a soma de diferentes componentes da cadeia elétrica: energia, uso das redes, perdas, encargos, tributos e, quando aplicável, bandeiras tarifárias. A distribuidora arrecada todos esses valores, mas nem tudo representa receita econômica da companhia.

Na prática, dois componentes ajudam a organizar essa leitura: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Energia, ou TE. A TUSD está ligada ao uso da rede necessária para levar energia até o consumidor. É a parte da conta associada ao "fio": postes, cabos, transformadores, subestações, medidores, operação do sistema, manutenção e atendimento. Dentro dela também entram itens como transmissão, perdas técnicas e não técnicas, encargos setoriais e a parcela que remunera a atividade de distribuição.

Figura 2. Breakdown da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)



Fontes: CPFL e Santander.

A TE, por sua vez, está ligada ao custo da energia consumida. Ela inclui componentes como compra de energia, contratos regulados, cotas de energia, cotas de Itaipu, perdas na rede básica e encargos setoriais. Em termos simples, a TE representa o custo da "mercadoria energia", enquanto a TUSD representa o custo de usar a rede para entregar essa energia ao consumidor.

Figura 3. Breakdown da Tarifa de Energia (TE)



Fontes: CPFL e Santander.

Essa distinção é importante porque a distribuidora tem papéis econômicos diferentes em cada bloco. A TE tem natureza predominantemente de repasse: a companhia compra energia para atender os consumidores cativos e recupera esse custo pela tarifa. Já a TUSD é mais relevante para entender a remuneração da distribuidora, pois concentra a lógica econômica do negócio de distribuição: operar a rede, investir com eficiência, cumprir padrões regulatórios e receber uma remuneração sobre a base de ativos reconhecida. Por isso, um aumento na conta de luz não significa necessariamente que a distribuidora passou a ganhar mais. O reajuste pode estar concentrado em energia, encargos, transmissão ou tributos.

O que fica com a distribuidora e o que ela repassa

A regulação organiza os custos das distribuidoras em dois grandes blocos: Parcela A e Parcela B. Essa distinção é central para entender o setor. A Parcela A reúne custos considerados pouco ou não gerenciáveis pela distribuidora, como compra de energia, uso da rede de transmissão e encargos setoriais. São valores que passam pela conta de luz, mas que não representam a remuneração principal da companhia. A distribuidora arrecada esses montantes e os repassa a outros agentes, funcionando como uma espécie de agente arrecadador dentro da cadeia.

A Parcela B, por outro lado, está ligada à atividade de distribuição em si. Ela contempla custos operacionais eficientes, remuneração e depreciação dos ativos reconhecidos pela regulação, além de componentes relacionados à gestão da concessão. É nessa parcela que está a essência econômica do negócio da distribuidora. Em termos simples, a Parcela B é o pedaço da tarifa que remunera a empresa por manter a rede disponível, operar o sistema, atender consumidores, investir com eficiência e cumprir padrões regulatórios.

Para o investidor de crédito privado, essa diferença muda a forma de olhar as demonstrações financeiras. Uma distribuidora pode ter receita elevada porque arrecada muitos componentes na conta de luz, mas isso não significa que toda essa receita se converta em margem. O foco deve estar na Parcela B, na evolução da base de ativos, nos custos gerenciáveis, na eficiência operacional e na capacidade de transformar a remuneração regulatória em caixa. Em outras palavras, tamanho de faturamento não é sinônimo automático de qualidade de crédito.

Esse ponto também ajuda a interpretar reajustes tarifários. Um aumento na tarifa pode estar concentrado em itens de Parcela A, como compra de energia ou encargos, e ter impacto limitado na remuneração econômica da distribuidora. Por outro lado, uma revisão tarifária que reconhece investimentos e atualiza a Parcela B pode ter efeito mais relevante sobre a geração de caixa da empresa. Para o credor, entender a natureza do reajuste é tão importante quanto saber seu percentual.

Tabela 1. Quadro comparativo – Parcela A e Parcela B

Tema	Parcela A	Parcela B
Definição	Custos não gerenciáveis pela distribuidora	Custos gerenciáveis da atividade de distribuição
O que inclui	Compra de energia, transmissão e encargos setoriais	Operação, manutenção, depreciação, remuneração da base de ativos e custos comerciais
Natureza econômica	Custo de repasse, ou seja, a distribuidora apenas recolhe e repassa	Receita própria regulatória da distribuidora
Risco para a distribuidora	Menor risco econômico, pois tende a ser repassado ao consumidor	Maior risco, pois depende de eficiência operacional e gestão de custos
Exemplos	Energia comprada, Rede Básica, CDE, Proinfa e encargos	Equipes de campo, manutenção da rede, medição, sistemas e remuneração dos investimentos
Impacto no resultado	Em tese, neutro para a margem da distribuidora	Principal componente que afeta Ebitda/margem da distribuidora

Fonte: Santander.

Revisão tarifária, reajuste tarifário e revisão extraordinária

O setor de distribuição possui mecanismos tarifários que buscam preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Os principais são o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária. Eles têm nomes parecidos, mas funções diferentes.

O reajuste tarifário anual ocorre nos anos em que não há revisão periódica. Ele atualiza a tarifa para refletir variações de custos, inflação, componentes financeiros e itens previstos no contrato de concessão. É um mecanismo de manutenção do equilíbrio entre uma revisão mais ampla e outra.

A revisão tarifária periódica é mais estrutural. Ela ocorre em intervalos definidos no contrato de concessão e reavalia, de forma mais profunda, a remuneração da distribuidora. Nesse processo, a regulação analisa elementos como a base de remuneração, os custos operacionais eficientes, as perdas regulatórias, as metas de qualidade e o WACC regulatório, que ajuda a definir a remuneração adequada sobre os investimentos realizados pela concessionária.

A revisão tarifária extraordinária é utilizada em situações excepcionais, quando há eventos relevantes que alteram o equilíbrio da concessão e não podem ser tratados apenas no ciclo ordinário. Ela não faz parte da rotina normal da empresa, mas existe como instrumento para lidar com choques específicos. Para o investidor, sua existência reforça a ideia de que o modelo regulatório busca preservar equilíbrio, mas também mostra que distribuidoras estão expostas a eventos que podem exigir ajustes fora do calendário esperado.

A forma mais simples de comparar os três mecanismos é pensar que o reajuste anual atualiza, a revisão periódica recalibra e a revisão extraordinária corrige situações excepcionais. Essa diferença importa porque cada mecanismo tem impacto distinto sobre a geração de caixa. Um reajuste anual pode compensar custos passados, mas não necessariamente melhora a remuneração estrutural. Uma revisão periódica pode alterar a trajetória de retorno da companhia. Uma revisão extraordinária pode resolver um desequilíbrio específico, mas também sinalizar que houve um choque relevante na concessão.

Tabela 2. Quadro comparativo – Reajuste e revisão tarifários

Tema	Reajuste tarifário anual	Revisão tarifária periódica	Revisão tarifária extraordinária
Quando acontece	Em todos os anos em que não há revisão tarifária.	Em ciclos definidos no contrato – geralmente cinco anos.	Fora do calendário regular.
O que faz	Atualiza as tarifas para refletir variações de custos, inflação, encargos, compra de energia, transmissão e componentes financeiros.	Recalibra de forma mais ampla a remuneração da distribuidora, revisando parâmetros regulatórios e econômicos da concessão.	Corrige desequilíbrios relevantes que não podem esperar o próximo reajuste ou revisão periódica.
O que pode mudar	Pode aumentar ou reduzir a tarifa paga pelo consumidor, mas nem sempre altera de forma relevante a remuneração econômica da distribuidora.	Pode redefinir a Parcela B, reconhecer investimentos na base de remuneração, ajustar custos eficientes, perdas regulatórias, metas de qualidade, Fator X e retorno regulatório.	Pode ajustar tarifas ou componentes específicos para recompor o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.
Por que importa	Ajuda a recompor custos e reduzir descasamentos de caixa, mas é importante entender se o reajuste está concentrado em itens de repasse ou na parcela que remunera a distribuidora.	É o evento mais relevante para avaliar a trajetória estrutural de geração de caixa da distribuidora. Pode fortalecer ou pressionar o perfil de crédito, dependendo do reconhecimento regulatório e das metas definidas.	Pode aliviar pressões inesperadas de caixa, mas também sinaliza que houve um choque relevante na operação, nos custos ou no ambiente regulatório.

Fonte: Santander.

Investimentos e base de remuneração regulatória

O setor de distribuição de energia é intensivo em capital. A rede precisa acompanhar o crescimento da população, a expansão urbana, a conexão de novos consumidores, a instalação de novas cargas, a entrada de geração distribuída, a necessidade de reduzir perdas e a exigência de melhorar a qualidade do fornecimento. Por isso, o investimento é recorrente e estrutural. Não se trata apenas de crescer; trata-se de manter a concessão funcionando adequadamente.

Os investimentos podem envolver expansão de rede, construção ou reforço de subestações, instalação de alimentadores, substituição de equipamentos, modernização de medidores, automação, digitalização, sistemas de monitoramento, melhoria do atendimento e combate a perdas. Alguns desses investimentos aumentam a capacidade da rede. Outros reduzem falhas. Outros melhoram a medição e dificultam fraudes. Outros permitem que a distribuidora opere uma rede mais complexa, com consumidores que também geram energia e injetam excedentes no sistema.

A Base de Remuneração Regulatória, ou RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*, é a ponte entre o investimento feito pela distribuidora e a remuneração que ela pode receber via tarifa. Em termos simples, ela representa os ativos que a Aneel reconhece como necessários e eficientes para a prestação do serviço. Quando a companhia investe em redes, subestações, equipamentos e outros ativos ligados à concessão, esses investimentos podem entrar na base regulatória. A partir daí, eles passam a gerar receita de duas formas: primeiro, a distribuidora recebe uma remuneração sobre esse capital investido, com base no WACC regulatório; segundo, ela recupera o valor desses ativos ao longo do tempo por meio da depreciação regulatória incluída na tarifa. Por isso, o capex bem executado pode aumentar a base de ativos e sustentar o crescimento da receita regulatória futura.

A ressalva é que nem todo investimento vira remuneração automaticamente. A Aneel precisa reconhecer esses ativos no processo tarifário, e esse reconhecimento depende de critérios de prudência, eficiência e aderência às necessidades da concessão. Se a empresa investe acima do necessário, executa projetos com custos elevados ou não comprova adequadamente determinados ativos, pode haver risco de glosa ou reconhecimento parcial. Para o credor, isso significa que o capex deve ser analisado não apenas pelo volume investido, mas pela qualidade do investimento e pela chance de ele ser incorporado à base regulatória.

Uma distribuidora que investe bem tende a melhorar qualidade, reduzir perdas, conectar novos consumidores e ampliar sua base remunerada. Uma distribuidora que investe mal pode aumentar dívida, pressionar caixa e não obter a remuneração esperada.

Capital de giro e ativos/passivos regulatórios

Em distribuidoras, lucro e caixa nem sempre caminham juntos no curto prazo. Isso acontece porque a tarifa busca equilibrar custos e receitas ao longo do tempo, mas nem todos os efeitos são compensados imediatamente. Alguns custos podem ser incorridos hoje e recuperados apenas em tarifas futuras. Em outros casos, valores cobrados hoje podem precisar ser devolvidos aos consumidores no futuro. Essa dinâmica dá origem aos ativos e passivos regulatórios.

Um ativo regulatório surge quando a distribuidora tem direito a recuperar futuramente determinado valor. Isso pode ocorrer, por exemplo, quando custos não gerenciáveis ficam acima do previsto e ainda não foram integralmente repassados à tarifa. Até que esses valores sejam compensados, a empresa pode precisar financiar o descasamento com caixa próprio ou dívida. Já um passivo regulatório surge quando a companhia tem obrigação de devolver valores aos consumidores, normalmente por meio de tarifas futuras menores.

Esse mecanismo é importante para preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, mas cria volatilidade no capital de giro. Uma distribuidora pode registrar um ativo regulatório relevante e, contabilmente, mostrar direito de recuperação. Porém, do ponto de vista de caixa, ela já pode ter sofrido a saída de recursos.

Indicadores de qualidade, perdas e inadimplência

A análise operacional de uma distribuidora passa por três grandes temas: qualidade, perdas e inadimplência. Esses indicadores são importantes porque mostram se a companhia consegue transformar sua concessão em uma operação eficiente. Em um setor regulado, não basta ter área de concessão e tarifa definida; é preciso prestar o serviço com qualidade, reduzir energia não faturada e receber dos consumidores.

A qualidade mede a continuidade do fornecimento. Os indicadores mais conhecidos são Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). O DEC mede a duração média das interrupções por unidade consumidora, enquanto o FEC mede a frequência média dessas interrupções. Em outras palavras, o DEC mostra por quanto tempo os consumidores ficaram sem energia, e o FEC mostra quantas vezes isso aconteceu. Esses indicadores importam porque uma distribuidora com qualidade ruim pode ter de pagar compensações aos consumidores, enfrentar maior pressão regulatória e realizar investimentos adicionais para corrigir problemas de rede.

As perdas de energia são outro ponto crítico. Elas representam a diferença entre a energia que entra no sistema da distribuidora e a energia efetivamente faturada. Parte dessas perdas é técnica, ou seja, decorre de fenômenos físicos naturais do transporte de energia pela rede. Outra parte é não técnica, associada a furto, fraude, ligações irregulares, erros de medição e problemas comerciais. As perdas não técnicas são especialmente relevantes porque refletem desafios de gestão e características socioeconômicas da concessão.

A regulação reconhece um nível considerado eficiente de perdas, mas perdas acima do limite regulatório podem não ser integralmente repassadas à tarifa. Nesse caso, a diferença tende a pressionar margem e caixa. Por isso, concessões com perdas elevadas costumam demandar mais investimentos em medição, fiscalização, tecnologia e ações comerciais.

A inadimplência fecha esse conjunto de riscos operacionais. Mesmo quando a energia é medida e faturada, a companhia precisa receber. A inadimplência depende do perfil dos consumidores, da renda da região, da eficiência de cobrança, das regras de corte e religação, de programas sociais e de condições macroeconômicas. A inadimplência importa porque afeta diretamente capital de giro e geração de caixa: uma empresa pode apresentar receita regulatória adequada, mas se a arrecadação cair, a liquidez pode ser pressionada.

Mercado regulado e mercado livre

Historicamente, a maior parte dos consumidores brasileiros esteve no mercado regulado, também chamado de Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesse modelo, o consumidor cativo compra energia da distribuidora local, e a distribuidora é responsável por contratar energia para atender esse mercado. A relação do consumidor é simples: ele recebe uma única conta da distribuidora, que inclui energia, uso da rede, encargos e tributos.

No mercado livre, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), a lógica muda. O consumidor elegível pode escolher de quem comprar energia, negociando condições como preço, prazo e fonte de suprimento. Na prática, ele deixa de pagar à distribuidora a Tarifa de Energia (TE), ligada ao custo da energia consumida no mercado regulado, e passa a contratar essa energia diretamente com outro agente. No entanto, mesmo comprando energia de terceiros, esse consumidor continua

fisicamente conectado à rede da distribuidora. A energia contratada no mercado livre ainda precisa chegar ao ponto de consumo, e isso acontece pela infraestrutura de transmissão e distribuição. Por isso, o consumidor segue pagando a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), associada ao uso da rede. Portanto, a distribuidora deixa de vender a energia para aquele consumidor, mas continua prestando o serviço de fio.

Em suma, a distribuidora deixa de atuar como fornecedora da energia, mas continua sendo remunerada pelo uso da rede. Isso significa que a função de infraestrutura permanece relevante mesmo em um ambiente de maior liberdade comercial. Ainda assim, a migração para o mercado livre traz desafios. A distribuidora precisa administrar melhor sua contratação de energia, porque uma redução do mercado cativo pode gerar risco de sobrecontratação. Também pode haver mudanças no perfil de consumo, na composição de receita e na previsibilidade de determinados fluxos.

Tabela 3. Quadro comparativo – ACR e ACL

Tema	ACR – Mercado Regulado	ACL – Mercado Livre
Cliente	Consumidor cativo	Consumidor livre ou representado por comercializador varejista
Compra de energia	Distribuidora compra energia em leilões regulados	Cliente negocia energia diretamente com gerador, comercializador ou varejista
Papel da distribuidora	Fornecer energia e rede ao cliente	Fornecer apenas a rede ao cliente
Preço da energia	Definido por tarifas reguladas	Negociado livremente entre as partes
Faturamento	Distribuidora fatura TUSD e TE	Distribuidora fatura somente TUSD
Risco de contratação	Fica principalmente com a distribuidora, dentro das regras regulatórias	Fica principalmente com o consumidor/comercializador

Fonte: Santander.

Geração distribuída e seus efeitos

A geração distribuída é uma das mudanças mais relevantes no setor elétrico nos últimos anos. Ela ocorre quando consumidores passam a gerar sua própria energia, principalmente por meio de painéis solares, em residências, comércios, condomínios, propriedades rurais ou projetos remotos. A energia gerada pode ser consumida localmente ou injetada na rede, gerando créditos para compensação futura.

Para o consumidor, a geração distribuída pode reduzir a conta de luz. Para o sistema elétrico, porém, ela muda a dinâmica de uso da rede. Um consumidor com painéis solares pode consumir menos energia da distribuidora durante o dia, mas ainda precisa da rede à noite, em dias nublados ou em momentos em que sua geração não é suficiente. Além disso, quando injeta energia excedente, ele também usa a rede. Portanto, a geração própria reduz parte do consumo faturado tradicional, mas não elimina a necessidade da infraestrutura de distribuição.

Essa é a principal discussão regulatória: como dividir os custos da rede entre consumidores com geração própria e consumidores sem geração própria. Se um consumidor reduz muito sua conta, mas continua usando a rede como *backup* e como meio de injeção de energia, parte dos custos fixos do sistema pode ser transferida para os demais consumidores. Por isso, o avanço da geração distribuída exige regras que equilibrem incentivo à energia renovável, sustentabilidade tarifária e remuneração adequada da infraestrutura.

Como olhar uma distribuidora em crédito privado

Para o investidor, uma debênture ou outro título de dívida de uma distribuidora pode parecer, à primeira vista, uma exposição simples a um setor essencial. Mas a análise deve ir além da essencialidade. O serviço é indispensável, mas a capacidade de pagamento depende de concessão, regulação, operação, investimento e balanço.

O primeiro ponto é entender a qualidade da concessão. Regiões com maior renda, crescimento ordenado, perdas baixas e boa capacidade de arrecadação tendem a oferecer menor risco operacional. Regiões com informalidade elevada, perdas não técnicas relevantes, inadimplência alta ou necessidade intensa de regularização podem exigir maior esforço de gestão e maior volume de investimentos. Isso não significa que toda concessão complexa seja ruim, mas significa que ela precisa oferecer retorno e proteção compatíveis com o risco.

O segundo ponto é avaliar os indicadores operacionais. Perdas acima do nível regulatório, piora em DEC e FEC, inadimplência crescente e baixa arrecadação são sinais de alerta. Esses indicadores afetam diretamente o caixa ou indicam que a companhia precisará investir mais para cumprir metas. No crédito privado, onde o objetivo é receber juros e principal, estabilidade operacional é um dos pilares da análise.

O terceiro ponto é observar o ciclo tarifário. Uma distribuidora próxima de revisão periódica pode ter uma mudança relevante em sua remuneração. Se a empresa realizou *capex* elevado e tem bons fundamentos operacionais, a revisão pode ajudar a reconhecer investimentos e melhorar receita regulatória. Se há dúvidas sobre eficiência, perdas ou qualidade, a revisão pode trazer pressão. Por isso, vencimentos da dívida, alavancagem e liquidez devem ser avaliados em conjunto com o calendário tarifário.

O quarto ponto é analisar o fluxo de caixa. Ebitda regulatório e lucro contábil são importantes, mas não contam a história completa. Ativos regulatórios, passivos regulatórios, variações de capital de giro, *capex* e pagamento de encargos podem fazer com que a geração de caixa seja mais apertada do que parece. O credor deve entender se a companhia gera caixa suficiente depois dos investimentos necessários e se possui liquidez para atravessar períodos de descasamento.

O quinto ponto é entender os vetores de crescimento da geração de caixa. Em uma distribuidora, a melhora tende a vir de três fontes principais: eficiência operacional, investimentos reconhecidos pela regulação e crescimento de mercado. A empresa pode gerar mais caixa ao operar melhor do que os parâmetros regulatórios, com perdas, custos e indicadores de qualidade melhores do que os considerados na tarifa. Também pode crescer por meio de *capex* prudente e eficiente, que, uma vez reconhecido pela Aneel, entra na base regulatória, é remunerado pelo WACC regulatório e é recuperado ao longo do tempo pela depreciação regulatória. Além disso, concessões em regiões com expansão de consumo, aumento do número de clientes e maior atividade econômica tendem a ter mais espaço para crescimento da demanda e diluição de custos. Para o credor, esses fatores ajudam a avaliar se a companhia tem capacidade de aumentar sua geração de caixa de forma sustentável.

O sexto ponto é a estrutura de capital. Distribuidoras normalmente usam dívida para financiar investimentos e capital de giro. O problema surge quando a alavancagem cresce demais, quando há concentração de vencimentos, quando o custo da dívida aumenta ou quando a empresa depende de uma revisão tarifária futura para recompor sua geração de caixa. Uma estrutura de capital conservadora é especialmente valiosa em setores regulados, porque dá tempo para que os mecanismos tarifários funcionem.

Considerações finais

A distribuição de energia é um setor essencial, regulado e relativamente previsível, mas não deve ser analisado de forma superficial. Para o investidor de crédito privado, o risco não está apenas em saber se as pessoas continuarão consumindo energia. Elas continuarão. O risco está em saber se a distribuidora consegue operar sua concessão com qualidade, reduzir perdas, controlar inadimplência, investir com eficiência, obter reconhecimento regulatório adequado e manter uma estrutura de capital compatível com seus compromissos.

Uma boa distribuidora combina rede bem administrada, perdas em trajetória controlada, qualidade dentro dos padrões regulatórios, arrecadação saudável, *capex* disciplinado, ciclo tarifário favorável ou administrável e dívida bem escalonada. Uma distribuidora mais arriscada pode estar em uma concessão complexa, com perdas elevadas, inadimplência persistente, necessidade intensa de investimentos, pressão de caixa e dependência maior de decisões regulatórias futuras.

No fim, investir em crédito de distribuidoras é investir na capacidade de uma companhia transformar infraestrutura regulada em caixa previsível. A conta de luz chega todos os meses ao consumidor, mas o que importa para o credor é o caminho desse dinheiro até o balanço da empresa. Entre a tarifa cobrada e o pagamento da dívida existem repasses, custos, perdas, inadimplência, investimentos e ajustes regulatórios. Entender esse caminho é o que permite avaliar se o fio que leva energia ao consumidor também sustenta, com segurança, o retorno do investidor.

Confira mais edições da série Research Explica [aqui](#).

Comunicado importante

O presente relatório foi preparado pelo Banco Santander (Brasil) S.A. e destina-se somente para informação de investidores, não constituindo oferta de compra ou de venda de algum título e valor mobiliário contido ou não neste relatório (i.e., os títulos e valores mobiliários mencionados aqui ou do mesmo emissor e/ou suas opções, warrants, ou direitos com respeito aos mesmos ou quaisquer interesses em tais títulos e valores mobiliários).

Este relatório não contém, e não tem o escopo de conter, toda a informação relevante a respeito do assunto ora abordado. Portanto, este relatório não consiste e nem deve ser considerado como uma declaração e/ou garantia quanto à integridade, precisão, veracidade das informações aqui contidas.

Qualquer decisão de compra ou venda de títulos e valores mobiliários deverá ser baseada em informações públicas existentes sobre os referidos títulos e, quando apropriado, deve levar em conta o conteúdo dos correspondentes prospectos arquivados, e a disposição, nas entidades governamentais responsáveis por regular o mercado e a emissão dos respectivos títulos.

As informações contidas neste relatório foram obtidas de fontes consideradas seguras, muito embora tenham sido tomadas todas as medidas razoáveis para assegurar que as informações aqui contidas não são incertas ou equivocadas no momento de sua publicação, não garantimos sua exatidão, nem que as mesmas são completas e não recomendamos que se confie nelas como se fossem.

Todas as opiniões, estimativas e projeções que constam no presente relatório traduzem nossa opinião na data de sua emissão e podem ser modificadas sem prévio aviso, considerando nossas premissas relevantes e metodologias adotadas à época de sua emissão, conforme estabelecidas no presente relatório.

O Santander ou quaisquer de seus diretores ou funcionários poderão adquirir ou manter ativos direta ou indiretamente relacionados à(s) empresa(s) aqui mencionada(s), desde que observadas as regras previstas na Instrução Resolução CVM Nº 20, de 25 de fevereiro de 2021 ("Resolução CVM 20").

O Santander não será responsável por perdas diretas ou lucros cessantes que sejam decorrentes do uso do presente relatório.

O presente relatório não poderá ser reproduzido, distribuído ou publicado pelo seu destinatário para qualquer fim.

A fim de atender à exigência regulatória prevista na Resolução CVM 20, segue declaração do analista:

Eu, **Francisco Lobo, analista de valores mobiliários credenciado nos termos da Resolução CVM Nº 20, de 25 de fevereiro de 2021, subscritor e responsável por este relatório, o qual é distribuído pelo Santander**, com relação ao conteúdo objeto do presente relatório, declaro que as recomendações refletem única e exclusivamente a minha opinião pessoal, e foram elaboradas de forma independente, inclusive em relação à instituição a qual estou vinculado, nos termos da Resolução CVM 20. Adicionalmente, declaro o que segue:

- (i) O presente relatório teve por base informações baseadas em fontes públicas e independentes, conforme fontes indicadas ao longo do documento;
- (ii) As análises contidas neste documento apresentam riscos de investimento, não são asseguradas pelos fatos, aqui contidos ou obtidos de forma independente pelo investidor, e nem contam com qualquer tipo de garantia ou segurança do analista, do Santander ou de quaisquer das suas controladas, controladores ou sociedades sob controle comum;
- (iii) O presente relatório não contém, e não tem o escopo de conter, todas as informações substanciais com relação ao setor objeto de análise no âmbito do presente relatório;
- (iv) Sua remuneração não é, direta ou indiretamente, influenciada pelas receitas provenientes dos negócios e operações financeiras realizadas pelo Santander.

O Banco Santander (Brasil) S.A, suas controladas, seus controladores ou sociedades sob controle comum, declaram, nos termos da Resolução CVM 20, que:

- Têm interesse financeiro e comercial relevante em relação ao setor, à companhia ou aos valores mobiliários objeto desse relatório de análise.
- Recebem remuneração por serviços prestados para o emissor objeto do presente relatório ou pessoas a ele ligadas.
- Estão envolvidas na aquisição, alienação ou intermediação do(s) valor(es) mobiliário(s) que tem como risco final a companhia objeto do presente relatório de análise.
- Podem ter (a) coordenado ou coparticipado da colocação de uma oferta pública dos títulos de companhia(s) citada(s) no presente relatório nos últimos 12 meses; (b) ter recebido compensações de companhia(s) citada(s) no presente relatório por serviços de bancos de investimento prestados nos últimos 12 meses; (c) espera receber ou pretende obter compensações de companhia(s) citada(s) no presente relatório por serviços de banco de investimento prestados nos próximos 3 meses.
- Prestaram, prestam ou poderão prestar serviços financeiros, relacionados ao mercado de capitais, ou de outro tipo, ou realizar operações típicas de banco de investimento, de banco comercial ou de outro tipo a qualquer empresa citada neste relatório.
- A(s) companhia(s) citada(s) no presente relatório, suas controladas, seus controladores ou sociedades sob controle comum não têm participações relevantes no Santander, nem em suas controladas, seus controladores ou sociedades sob controle comum.

O conteúdo deste relatório é destinado exclusivamente à(s) pessoa(s) e/ou organizações devidamente identificadas, podendo conter informações confidenciais, as quais não podem, sob qualquer forma ou pretexto, ser utilizadas, divulgadas, alteradas, impressas ou copiadas, total ou parcialmente, por pessoas não autorizadas pelo Santander.

Este relatório foi preparado pelo analista responsável do Santander, não podendo ser, no todo ou em parte, copiado, fotocopiado, reproduzido ou distribuído a qualquer pessoa além daquelas a quem este se destina. Ainda, a informação contida neste relatório está sujeita a alteração sem prévio aviso.

Os potenciais investidores devem buscar aconselhamento financeiro profissional sobre a adequação do investimento em valores mobiliários, outros investimentos ou estratégias de investimentos aqui discutidos, e devem entender que declarações sobre perspectivas futuras podem não se concretizar. Os potenciais investidores devem notar que os rendimentos de valores mobiliários ou de outros investimentos, se houver, referidos neste relatório podem flutuar e que o preço ou o valor desses títulos e investimentos pode subir ou cair. Assim, potenciais investidores podem não receber a totalidade do valor investido. O desempenho passado não é necessariamente um guia para o desempenho futuro.

Eventuais projeções, bem como todas as estimativas a elas relacionadas, contidas no presente relatório, são apenas opiniões pessoais do analista, elaboradas de forma independente e autônoma, não se constituindo compromisso por obtenção de resultados ou recomendações de investimentos em títulos e valores mobiliários ou setores descritos neste relatório.