

Marco regulatório das concessionárias de serviços de utilidade pública da América Latina – Sinais de crescente interferência política

9 de janeiro de 2025

Este relatório não constitui uma ação de rating

Analista principal

Julyana Yokota

São Paulo,
55 (11) 3039-9731,
juliana.yokota@spglobal.com

Contatos analíticos adicionais

Candela Macchi

Buenos Aires
54 (11) 4891-2110
andela.macchi@spglobal.com

Daniel Castineyra

Cidade do México
52 (55) 5081-4497,
daniel.castineyra@spglobal.com

Marcelo Schwarz, CFA

São Paulo
55 (11) 3039-9782
marcelo.schwarz@spglobal.com

Gaston Falcone

Buenos Aires
54 (11) 4891-2147
gaston.falcone@spglobal.com

Verônica Amendola

Buenos Aires
54 (11) 4891-2175
veronica.amendola@spglobal.com

Principais Conclusões

- A S&P Global Ratings continua avaliando o marco regulatório das concessionárias de serviços de utilidade pública de energia elétrica da América Latina como *'supportive'* (que provê suporte), uma vez que permite a recuperação tempestiva dos custos operacionais e de capital.
- No entanto, os governos do Chile e Colômbia não aumentaram suas tarifas de eletricidade diante da alta inflação, considerando preocupações com a capacidade do poder aquisitivo da população. Essa medida resultou em um aumento no capital de giro de muitas concessionárias reguladas, embora seus ratings tenham permanecido relativamente estáveis devido à ampla liquidez.
- Além disso, no México, houve certa interferência política, em que a administração anterior tentou repetidamente reverter a reforma do setor de energia de 2014. Caso essa reversão fosse implementada, revisariamos nossa avaliação do marco regulatório para uma categoria mais fraca.
- Esperamos que os reguladores se concentrem em aumentar a participação de energia renovável não convencional na matriz elétrica, na melhoria dos sistemas de transmissão e a conectividade com áreas urbanas e novos clientes industriais, e em investimentos adicionais e esforços de digitalização para melhorar a eficiência.

No âmbito do monitoramento contínuo das concessionárias de serviços de utilidade pública avaliadas na América Latina, a S&P Global Ratings acompanha os desdobramentos regulatórios que podem ter implicações nos ratings. Nos últimos anos, apesar da autonomia dos órgãos reguladores, observamos crescente interferência política. Como exemplo destacamos o congelamento das tarifas de energia no Chile em resposta às tensões sociais e à inflação elevada, as diversas tentativas do ex-presidente AMLO de reverter a reforma do setor de energia de 2014 no México, ou a tentativa do presidente Petro de congelar as tarifas de energia na Colômbia. O conseqüente maior grau de incerteza sobre as operações das concessionárias reguladas nos levou a revisar nossa avaliação dos marcos regulatórios do Chile e da Colômbia de

‘*very credit supportive*’ (muito favorável ao crédito) [forte/adequado] para ‘*credit supportive*’ (favorável ao crédito) (tabela 1). As avaliações de ambos os países estão agora alinhadas com as do México e do Brasil.

Nossa revisão não significa necessariamente que vemos as regulações das concessionárias chilenas e colombianas do setor de eletricidade como menos eficazes, pois os contratos permanecem em vigor e houve compensações financeiras ou econômicas para intervenções governamentais. Da mesma forma, não rebaixamos a avaliação do México devido à ausência de mudanças reais nas regulações ou contratos rescindidos até o momento.

Tabela 1

Avaliações das jurisdições regulatórias latino-americanas

Menos favorável ao crédito [fraco]	Favorável ao crédito [adequado]
Argentina	Brasil
	Chile
	Colômbia
	México
	Peru

Incorporamos a vantagem regulatória em nossa análise do perfil de risco de negócio de uma concessionária de serviços de utilidade pública regulada, dada a estabilidade e previsibilidade das operações e continuidade financeira. Um aspecto significativo que influencia a qualidade do crédito é o marco regulatório das jurisdições em que as concessionárias operam. Portanto, monitoramos diversos marcos regulatórios e incorporamos à qualidade de crédito da concessionária quaisquer efeitos de medidas regulatórias ou legislativas. Nossa análise abrange fatores quantitativos e qualitativos, com foco na estabilidade regulatória, processo de definição e estruturação de tarifas, estabilidade financeira e independência e isolamento regulatório (consulte mais detalhes sobre cada categoria em nossa “[Metodologia de ratings corporativos aplicada a setores específicos](#)”, de 4 de abril de 2024).

Tabela 2

Principais reguladores e entidades na América Latina

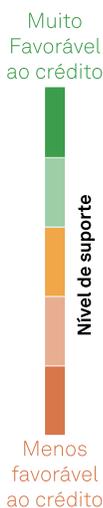
País	Regulador	Outras entidades relevantes
Argentina	Secretaría de Energía e Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)
Brasil	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Chile	Ministerio de Energía and Comisión Nacional de Energía (CNE)	Coordinador Eléctrico Nacional
Colômbia	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, CND - El Centro Nacional de Despacho
México	Secretaría de Energía (SENER) e Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
Peru	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Comité de Operación Económica del Sistema (COES) e Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

Avaliando as jurisdições regulatórias na América Latina

Resumimos abaixo nossas avaliações dos marcos regulatórios do setor de eletricidade das principais economias da América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, México e Peru. Nós os avaliamos com base em quatro indicadores que ajudam a determinar o risco regulatório.

Mapa de risco regulatório

	Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	México	Peru
Estabilidade regulatória	Menos favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito
Processos e estrutura de definição de tarifas	Menos favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito
Estabilidade financeira	Menos favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito
Independência e isolamento regulatório	Menos favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Muito favorável ao crédito	Nível de suporte	Nível de suporte	Favorável ao crédito
Desdobramentos futuros	Menos favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Favorável ao crédito	Nível de suporte	Nível de suporte	Favorável ao crédito



Fonte: S&P Global Ratings
 Copyright © 2025 por Standard & Poor’s Financial Services LLC. Todos os direitos reservados.

Destaques por país

Argentina

Desdobramentos futuros e definição de tarifas.

Vemos de forma mais positiva os atuais processos de definição de tarifas da Argentina, principalmente devido ao restabelecimento de um regime temporário de ajustes que visa compensar os aumentos de custos de todas as concessionárias reguladas que operam no país. No início de 2024, a nova administração aprovou um reajuste único de cerca de 320% para distribuidoras de energia e 665% para fornecedores de gás com o intuito de compensar a alta inflação do ano passado. Além disso, o governo reintroduziu um mecanismo de atualização mensal de tarifas para todos os segmentos do setor elétrico, buscando também incentivar o investimento privado no futuro.

Ainda assim, há a intenção de reformular o marco, promovendo maior transparência aos principais componentes do processo de definição de tarifas e por meio da Revisão Tarifária Integral (Revision Tarifaria Quinquenal) para transmissoras e distribuidoras, bem como resoluções regulatórias específicas a geradoras de energia. As mudanças propostas definirão o mecanismo de reajuste para os próximos cinco anos, visando proporcionar mais previsibilidade e estabilidade ao setor. Embora a proposta de alteração do marco fosse esperada para o final de 2024, já foi postergada devido às recentes mudanças no Ministério de Energia. Enquanto isso,

acreditamos que, na ausência de um mecanismo de reajuste, um repasse mensal da inflação pode ser uma opção até que a proposta final seja apresentada.

Estabilidade regulatória.

O setor elétrico da Argentina enfrenta desafios relacionados à transparência e previsibilidade, pois todas as medidas são de natureza discricionária, dadas as mudanças frequentes e imprevisíveis no marco. Continuaremos monitorando possíveis alterações no sistema, incluindo uma eventual transição para um modelo baseado em custos marginais. Apesar de algumas medidas que aliviam os aumentos de custos, continuamos avaliando o marco regulatório da Argentina para as concessionárias de energia como menos favorável ao crédito comparado a outros países da América Latina.

Independência regulatória.

Continuamos observando um nível mais alto de interferência política do que em outras jurisdições latino-americanas. A ENRE (a reguladora nacional de energia) é uma entidade autônoma parte do Ministério de Minas e Energia responsável por:

- Fazer cumprir o marco regulatório e fiscalizar a prestação de serviços de utilidade pública e as obrigações estabelecidas nos contratos de concessão;
- Emitir as regulações aplicáveis aos membros do Wholesale Electricity Market (WEM; o Mercado Atacadista de Energia Elétrica); definir o cálculo tarifário e aprovar seu cronograma para as empresas de transmissão e distribuição detentoras de concessões nacionais;
- Autorização administrativa de passagem de energia elétrica; e
- Autorizar a construção de novas instalações.

A CAMMESA é a empresa responsável por distribuir eletricidade para o sistema, planejar as necessidades de capacidade energética e otimizar o uso de energia, monitorar a operação do mercado, faturar e coletar pagamentos por transações entre agentes do MAE e comprar e vender eletricidade de outros países. O governo detém 20% do capital social da CAMMESA. Além disso, as quatro associações que representam as empresas de geração, transmissão e distribuição, e usuários de grande porte, detêm individualmente 20% da CAMMESA. Acreditamos que o papel da CAMMESA pode mudar materialmente no âmbito das alterações em andamento propostas pela atual administração.

Brasil

Desdobramentos futuros.

Continuamos vendo oportunidades de crescimento para o setor elétrico brasileiro no médio e longo prazo, embora o sistema continue exposto às condições hidrológicas e ao *curtailment* (restrições de capacidade). Isso ocorre porque o planejamento das capacidades de transmissão baseia-se na demanda, e não na capacidade de geração, em um contexto de crescimento relativamente lento do consumo na última década.

À medida que as concessionárias brasileiras integradas avançam no investimento em energias renováveis não convencionais, temos observado variações nos preços *spot* intradiários, principalmente no Sistema Nordeste, que tem maior potencial de crescimento para usinas solares e eólicas. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que serão necessários 3 gigawatts (GW) adicionais – 4 GW em capacidade de transmissão para conectar os Sistemas

Nordeste e Sul até 2032. Isso permitiria a exportação de 10 GW adicionais, dos 57 GW esperados de capacidade de geração eólica e solar.

Os leilões linhas de transmissão em 2024 e 2023 resultaram em cerca de R\$ 59 bilhões em investimentos, destinados à construção de 17.900 quilômetros (km) de linhas de transmissão e subestações, totalizando uma capacidade de transformação de 20.440 megavolts-ampères (MVA). Esperamos que os próximos três leilões programados para 2025 e 2026 continuem atraindo investidores privados para licitar mais 8.000 km, com investimento estimado em torno de R\$ 20 bilhões. Esses projetos são atrativos devido à previsibilidade de retorno desse tipo de ativo, estruturado como uma renda fixa vinculada à remuneração por disponibilidade.

A EPE também começou a monitorar a demanda potencial por data centers, diante das solicitações para conectar 2,5 GW às redes dos estados de São Paulo, Ceará e Rio Grande do Sul entre 2024 e 2037.

O setor elétrico aguarda avanços regulatórios discutidos desde 2023, que abordariam as tendências emergentes. Estas incluem os pagamentos de capacidade necessários para mitigar a maior intermitência decorrente da energia solar e eólica, incluindo baterias de grande escala, a regulamentação para energia eólica offshore e o aumento da geração distribuída solar. Em 2024, esse segmento adicionou 8,6 GW, atingindo 35,2 GW de capacidade instalada, com previsão de acréscimo de 21 GW até 2029, segundo a EPE.

Em novembro de 2024, um projeto de lei foi proposto no Congresso propondo que todas as agências reguladoras fiquem sob supervisão da Câmara dos Deputados, como resposta às crescentes tensões entre o governo e a ANEEL. Embora ainda em estágio inicial, vemos essa proposta como um sinal de pretensão política para interferir no mercado de eletricidade, o que poderia, em última análise, comprometer a estabilidade regulatória. Seguiremos acompanhando os desdobramentos dessa proposta.

Definição de tarifas e estabilidade financeira.

A regulação tem sido favorável, como visto nas linhas de crédito de capital de giro concedidas às distribuidoras de energia durante a seca extrema de 2021, durante a qual os preços da energia dispararam, e no congelamento de tarifas durante a pandemia devido à menor demanda e ao aumento da inadimplência. Esses empréstimos extraordinários foram pagos por meio de mecanismos que permitiram aumentos de tarifas no médio prazo, como esperado. Além disso, os chamados mecanismos de bandeiras tarifárias, em vigor desde 2015, têm sido um instrumento eficaz para conscientizar os usuários finais sobre o aumento de custos de forma tempestiva, ao mesmo tempo que repassam parcialmente os picos nos custos de energia decorrentes do maior despacho térmico, mitigando as maiores necessidades de capital de giro das distribuidoras.

A ANEEL é responsável por definir as tarifas para distribuidoras e transmissoras. As tarifas são definidas para compensar os investimentos realizados em cada área de concessão. A definição de tarifas para empresas de transmissão é mais simples do que para distribuidoras, porque essas empresas recebem receitas fixas de acordo com sua disponibilidade para o sistema. O regulador altera as tarifas das distribuidoras a cada três a cinco anos (dependendo do contrato de concessão), revisando o custo médio ponderado de capital regulatório, remunerando a base de ativos regulatórios das empresas e incorporando fatores de eficiência. As distribuidoras repassam os custos de energia aos usuários finais anualmente.

As geradoras de energia mitigam a volatilidade do fluxo de caixa por meio de contratos de venda de energia de longo prazo para distribuidoras e grandes consumidores do mercado livre contratados por meio de leilões públicos e acordos bilaterais. Desde janeiro de 2024, todos os consumidores de média e alta tensão podem escolher seu fornecedor de energia. Isso levou a

uma migração de cerca de 13.000 consumidores para o mercado livre, que no total representa 42% de toda a demanda de energia do país (versus 30% em 2019). Esperamos que a migração continue nos próximos anos, até que esse segmento atinja 46% da demanda total de energia. Isso deve aumentar os volumes negociados sob acordos bilaterais e no mercado à vista nos próximos dois a três anos. Essas mudanças visam aumentar a concorrência no setor de geração, uma vez que os clientes podem migrar de contratos regulados para o mercado livre, mas não esperamos impacto negativo nas entidades avaliadas, uma vez que a maioria são grandes grupos integrados.

Por sua vez, ainda não há um prazo para a liberalização total do mercado de energia no Brasil, em que os consumidores de baixa tensão também poderão escolher seus fornecedores de energia. Isso porque seriam necessárias mudanças regulatórias, que devem abordar a separação do custo de transmissão e distribuição (o "custo do fio") do custo da energia nas contas de luz, o que já ocorre no mercado livre.

Estabilidade regulatória.

Embora avaliemos o marco regulatório no Brasil como favorável ao crédito, com histórico de contratos integralmente cumpridos, divergências políticas sobre as tarifas de energia reguladas são frequentes, especialmente em anos eleitorais. Desde 2023, as distribuidoras aguardam os termos finais para a renovação das concessões que se aproximam do vencimento. Em junho de 2024 o governo promulgou o Decreto 12.068, que define os termos de renovação de 19 concessões que expiram até 2031. Os termos excluem os pagamentos de taxas de renovação, liberando a liquidez das distribuidoras para investimentos em melhorias da rede e aprimoramento das métricas de qualidade de serviço (consulte "[Brasil avança no processo de renovação das concessões de distribuição de energia elétrica](#)", 15 de fevereiro de 2024). A ANEEL realizou recentemente uma audiência pública sobre os termos finais da renovação da concessão para finalizar o processo até o primeiro trimestre de 2025. Vemos esse processo como favorável às distribuidoras que avaliamos, uma vez que elas poderão estender suas concessões sem pagamento de outorga para renovação. Além disso, dada a maior clareza sobre a renovação da concessão, eles conseguiram captar financiamento de longo prazo para financiar seus planos de investimento.

Independência regulatória.

Continuamos considerando os órgãos reguladores no Brasil como independentes do governo, com tarifas que refletem com precisão os custos de energia. Ainda assim, por serem entidades governamentais, estão sujeitas a certo grau de influência política, principalmente por meio de nomeações para o conselho e cargos estratégicos.

Em nossa visão, o marco regulatório brasileiro possui um sólido histórico em assegurar a sustentabilidade econômica e financeira do mercado de energia elétrica. Embora o regulador tenha maior influência sobre as concessionárias reguladas, particularmente as distribuidoras e as empresas de transmissão, sua influência é mais limitada no caso as geradoras, que podem vender eletricidade tanto no mercado regulado quanto mercado no livre.

O Ministério de Minas e Energia é responsável pela elaboração e implementação de políticas relacionadas à energia, concessões de energia e definição de políticas, diretrizes estratégicas e regulatórias. A ANEEL, por sua vez, exerce o papel de regular o setor, supervisionar e fiscalizar a qualidade dos serviços das concessionárias e definir critérios para cálculo das tarifas de distribuição, transmissão e geração regulada.

Chile

Desdobramentos futuros.

Estamos acompanhando o projeto de lei para alterar as regulações do setor de energia, proposto para compensar o forte aumento nas tarifas de eletricidade do Chile. O projeto de lei prevê uma redução temporária de tarifas para projetos que operam sob o marco de Pequenos Produtores de Geração Distribuída. O projeto de lei prevê ainda multas relacionadas à qualidade dos serviços em distribuidoras e impostos adicionais sobre carbono. (Observe que a discussão em andamento do projeto de lei inclui algumas mudanças em relação ao que descrevemos no artigo "[Credit FAQ: Why Proposed Regulatory Changes For Chile's Power Industry Could Hurt Creditworthiness Of Some Projects](#)", publicado em 30 de agosto de 2024).

O Chile apresenta um longo histórico de honrar acordos contratuais comerciais, o que reforça a opinião entre investidores e acionistas de que o país é uma das jurisdições mais atrativas da América Latina para operar. Esse também foi o caso de empresas nacionais e internacionais de infraestrutura, que miram a estabilidade e previsibilidade nas condições de negócios devido à natureza de longo prazo dos investimentos nesse setor.

No entanto, observamos atrasos na definição dos ajustes tarifários ao longo do ciclo de revisão para concessionárias reguladas, como linhas de transmissão. Além disso, desde as tensões sociais em meados de 2019, as geradoras tiveram de absorver maiores necessidades de capital de giro relacionadas ao congelamento de tarifas imposto pelo governo, enquanto o mecanismo de apoio financeiro (Mecanismo de Protección al Cliente - MPC) demorou muito para ser implementado. Em nossa opinião, esses fatores, que discutiremos em mais detalhes abaixo, nos levaram a reavaliar o marco regulatório do Chile de forte/adequado para adequado. Essa revisão agora alinha a estrutura do Chile com a do Brasil, onde o ciclo de revisão de tarifas para linhas de transmissão é implementado sem grandes atrasos. Além disso, os recursos durante a pandemia e a seca de 2021 no Brasil foram desembolsados mais rapidamente do que os do MPC no Chile.

Por fim, o ambicioso plano de descarbonização do Chile — que visa desativar todas as usinas a carvão até 2025 — foi prejudicado por restrições da capacidade da transmissão, considerando que isso poderia colocar em risco a segurança da rede. Também observamos atrasos na concessão de licenças para construir novas infraestruturas de transmissão. O *curtailment* causou flutuações significativas nos preços *spot* dependendo do ponto de entrega e de retirada de energia (o "efeito de desacoplamento") e variações nos preços *spot* entre o dia e a noite, considerando a quantidade de novos projetos solares que foram conectados à rede.

Acreditamos que os problemas relacionados ao *curtailment* só terminarão quando a construção da grande linha de transmissão Kimal-Aguirre, que conecta a região Norte (onde está localizada a maior parte da nova capacidade renovável) e a região Central (responsável pela maior parte do consumo de energia), for concluída em 2030. Além disso, uma reforma energética pode ser necessária para estabelecer um novo marco para a ordem de despacho (considerando maior geração de energias renováveis não convencionais) e a inclusão de baterias de grande escala. Ainda assim, considerando que o Chile foi o primeiro país da região a implementar pagamentos de capacidade para baterias, o país está liderando o desenvolvimento de baterias em larga escala na região.

Definição de tarifas e estabilidade financeira.

O governo congelou as tarifas de eletricidade, inicialmente como resposta às tensões sociais em 2019, seguida pelo choque econômico provocado pela pandemia em 2020 e pelo aumento nos preços de energia em 2022-2023 decorrente da seca severa, da volatilidade do preço do gás e *curtailment*. O governo suspendeu o congelamento em julho de 2024, aumentando as tarifas de

energia para usuários finais em quase 60%, e um novo aumento era esperado até o final do ano de 2024.

Para compensar a queda nos fluxos de caixa das geradoras, o governo promulgou a Lei Mecanismo de Protección al Cliente e, com o apoio da Inter-American Investment Corp, criou três programas de securitização (US\$1,35 bilhão pela Lei 21.185 [PEC 1], aproximadamente US\$1,0 bilhão pela Lei 21.472 [PEC 2] e US\$1,4 bilhão pela Lei 21.667 [PEC 3]) para cobrir as necessidades de capital de giro. Esse último aumentou devido ao congelamento das tarifas, enquanto os custos de insumos como gás natural e carvão expuseram as geradoras à volatilidade dos preços das commodities. Embora consideremos o mecanismo de compensação financeira como favorável ao crédito, o desembolso dos três programas não ocorreu de forma tempestiva, pois levou mais de um ano para que cada um fosse estruturado, aprovado e desembolsado. Esses atrasos fizeram com que geradoras independentes menores entrassem em estresse financeiro e levaram a algumas ações de rating, incluindo alguns defaults.

Além disso, temos observado atrasos consistentes nos ciclos de revisão de tarifas para linhas de transmissão. Por exemplo, espera-se que o ciclo de revisão de 2024-2027 entre em vigor no somente primeiro semestre de 2025. Os atrasos são causados pelo longo processo administrativo, que inclui as revisões técnicas, a consulta pública e o decreto aprovado pelo Ministério. Embora o processo seja transparente, tais atrasos prejudicam a previsibilidade dos fluxos de caixa das entidades.

Estabilidade regulatória.

Não obstante, em nossa opinião, o marco regulatório chileno permanece estável e transparente, com contratos devidamente respeitados, ou quaisquer mudanças compensadas financeira ou economicamente até o momento. Continuaremos monitorando as mudanças regulatórias propostas pelo governo do Chile. Independentemente dessas propostas, esperamos que quaisquer potenciais modificações sejam acompanhadas de compensação e de um período de transição compatível com investimentos e financiamentos de longo prazo, para que as potenciais mudanças não prejudiquem as operações dos projetos ou daqueles que estão em níveis avançados de construção. Além disso, a reforma constitucional de 2022 não foi aprovada, o que, em nossa opinião, teria dificultado a execução dos investimentos em resposta às novas tendências (como *curtailment*, desacoplamento, mudanças climáticas, entre outras) e as metas de transição energética do Chile.

Independência regulatória.

A CNE, órgão regulador do setor de energia chileno, é vista como muito independente pelos participantes do mercado. Suas funções incluem:

- Analisar a estrutura e o nível dos preços e tarifas de bens e serviços de energia.
- Determinar as normas técnicas e de qualidade necessárias ao funcionamento e operação das instalações energéticas.
- Acompanhar o funcionamento atual e projetado do setor elétrico e propor ao Ministério de Minas e Energia (MME) as normas legais e regulatórias necessárias.
- Assessorar o MME em todos os assuntos relacionados ao setor energético para promover seu desenvolvimento.

Colômbia

Desdobramentos futuros.

Até o momento, as tentativas do presidente Petro de implementar mudanças ao marco de eletricidade não se concretizaram. No entanto, o governo interrompeu novos projetos hidrelétricos e reduziu os investimentos em capacidade de base de combustíveis fósseis, o que pode representar um risco à confiabilidade do sistema elétrico no futuro.

Além disso, os atrasos na concessão de licenças e a falta de segurança jurídica e institucional para projetos não convencionais, combinados com a necessidade de transmissão para integrá-los ao Sistema Interligado Nacional nos últimos anos, somam-se às incertezas. Muitos dos novos desenvolvedores de projetos solares, que venceram o leilão de energia renovável de outubro de 2021, tiveram de cancelar seus contratos de fornecimento de energia de longo prazo pois não foram construídas.

Um novo projeto de lei para concessionárias de serviços de utilidade pública está em andamento e pode mudar o marco dos serviços de eletricidade e água. Isso, somado à ausência de construção de novas linhas de transmissão, pode representar um obstáculo à construção de novos projetos.

Definição de tarifas e estabilidade financeira.

Em nossa visão, o órgão regulador mantém seu compromisso de assegurar que todos os participantes possam cobrir seus custos integralmente com margens que compensem os investimentos ou riscos. Ainda assim, o setor elétrico colombiano passou por uma série de mudanças em seu regime de remuneração nos últimos dois anos, devido às preocupações com poder aquisitivo da população diante do aumento dos custos de energia decorrentes do mercado spot altamente volátil e do fenômeno El Niño.

A regulação atual limita o aumento máximo do componente de geração, que depende das características de cada entidade (por exemplo, pode chegar a 30%). Embora essa restrição possa prejudicar a liquidez de curto prazo das distribuidoras, os custos associados são totalmente recuperáveis nos meses subsequentes. Com o aumento dos preços da energia devido à seca em 2023, o governo estendeu duas linhas de crédito para dar suporte à liquidez dos participantes. Além disso, a CREG, que determina as tarifas para as empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, instituiu a Resolução 101-028/2023 para tratar da questão do saldo acumulado, que:

- Estabelece uma alternativa para a recuperação da diferença entre os custos unitários aplicados e calculados;
- Fornece garantia jurídica para a recuperação dos saldos, seguindo a decisão do Conselho de Estado que sustenta a obrigatoriedade da opção e do saldo no mercado de trading; e
- Facilita o financiamento do saldo da opção de taxa por meio de taxas de juros diferenciadas.

Essas medidas tiveram diferentes impactos entre as empresas, influenciando sua lucratividade e liquidez com base na exposição às flutuações de preços do mercado spot. No entanto, dada sua forte posição competitiva, alavancagem e liquidez, os ratings dos participantes avaliados não foram afetados.

Estabilidade regulatória.

O marco regulatório e as agências de eletricidade da Colômbia foram estabelecidos em 1994 e alterados pela Lei de Energias Renováveis (Lei 1.715) em 2014, visando promover o desenvolvimento de projetos renováveis não convencionais no país. O principal objetivo é garantir a confiabilidade do sistema e eliminar o risco de apagões, além de reduzir a dependência da geração térmica. A atual administração propôs um projeto de lei para alterar a lei de energia de 2014, visando aumentar a participação do pública nos serviços de eletricidade e reduzir as tarifas.

Independência regulatória.

Em nossa opinião, a autonomia dos órgãos reguladores enfraqueceu no atual governo, dadas as mudanças operacionais e tarifárias por meio de uma sequência de decretos do Ministério de Minas e Energia (MME), da CREG e da Comissão de Regulação das Comunicações.

O MME é responsável por definir e implementar as políticas do setor. Os planos de expansão são delegados à Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), enquanto o CREG realiza regulações e fiscalizações. O Consejo Nacional de Discapacidad (CND) controla as atividades de geração e transmissão, pelas quais a XM SAESP, uma subsidiária da Interconexion Electrica SAESP, é responsável. O Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) realiza transações de atacado e comercialização de energia elétrica e transações de mercado spot, além de manter as informações do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

México

Desdobramentos futuros.

Esperamos que as condições e oportunidades do mercado de eletricidade melhorem sob a presidência de Claudia Sheinbaum, principalmente no que diz respeito à participação de agentes privados no setor de geração e às metas de transição energética. Ainda assim, acreditamos que o novo governo continuará expandindo o papel da Comisión Federal de Electricidad (CFE; (BBB/Estável/--; BBB+/Estável/--) e Petroleos Mexicanos (Pemex; BBB/Estável/--; BBB+/Estável/--) no setor de energia e priorizando as atividades dessas empresas públicas sobre as dos agentes privados. Esperamos um alto nível de continuidade da administração anterior no que diz respeito ao papel e à importância que essas estatais desempenham no setor de energia, e que ambas as empresas continuem recebendo apoio do governo. No entanto, a CFE tem folga financeira limitada para reforçar sua capacidade de geração e precisa investir no fortalecimento da rede de transmissão no país.

Portanto, permanecemos cautelosos quanto aos desdobramentos futuros do setor. Acompanharemos a evolução da estratégia energética proposta pelo governo, como a aproximação do regulador ao Ministério de Energia aprovada no final de dezembro passado, dado que a confiança dos investidores no marco regulatório mexicano enfraqueceu nos últimos anos.

Durante sua campanha, a Claudia Sheinbaum enfatizou o tema de priorizar os combustíveis fósseis, mas também de dar mais espaço para investimentos privados no setor de energia e promover novas capacidades renováveis não convencionais, que adicionou um nível modesto de capacidade de 4,5 GW entre 2021 e 2023.

O desenvolvimento de novos projetos renováveis em larga escala permitirá que o setor industrial do país se expanda e se beneficie das oportunidades de *nearshoring*, mas a concessionária nacional CFE pode ser um obstáculo, dado seu monopólio sobre a rede de distribuição, incluindo

linhas de transmissão. Semelhante a outros países da região, o México enfrenta restrições de transmissão, o que resulta em variações de preços entre os sistemas e descarte de energia por geradoras dependendo de sua localização.

Por fim, as preocupações com o *'rule of law'* (Estado de Direito) após o Congresso aprovar mudanças no marco judicial pressionam os investidores em infraestrutura. Não esperamos mudanças ou impactos significativos no curto prazo, pois levará tempo para implementar totalmente as emendas aprovadas. Consequentemente, não esperamos nenhuma ação de rating específica decorrente dessas mudanças no curto prazo.

Definição de tarifas e estabilidade financeira.

Continuamos a observar uma execução satisfatória da definição de tarifas, estabelecida pela CRE desde 2017. A fórmula para isso tem dois componentes principais:

- Um elemento fixo que incorpora todos os segmentos da cadeia de valor no setor elétrico, como custos de distribuição, manutenção e operação. Esse componente varia dependendo da área geográfica e das tendências de consumo.
- Um elemento variável, que depende do custo de geração de eletricidade, fortemente correlacionado com o custo do combustível usado para gerar eletricidade.

O CRE publica essas tarifas mensalmente.

Além disso, a maioria das geradoras independentes opera sob contratos bilaterais com grandes consumidores ou sob acordos de autoprodução.

Estabilidade regulatória.

Vemos o marco regulatório do México de forma menos negativa do que há dois anos, uma vez que o governo anterior não conseguiu introduzir mudanças significativas (e potencialmente adversas) no setor de energia, embora tenha mantido o histórico de honrar contratos. Não houve mudanças no papel da CFE como principal desenvolvedora de novas usinas termelétricas a gás, enquanto o envolvimento do governo aumentou por meio de outros instrumentos, após a aquisição de ativos térmicos anteriormente detidos pela Iberdrola. No entanto, esses fatores não aumentaram a volatilidade dos preços (que permaneceu vinculada à volatilidade da commodity) e não interferiram na recuperação de custos e investimentos para os participantes do mercado. O México precisará aumentar sua capacidade líquida renovável em cerca de 32% até 2030 para atingir suas próprias metas de transição energética, e esperamos que investidores privados implementem a maior parte dessa nova capacidade.

Independência regulatória.

Ao final de dezembro, a Presidente promulgou uma nova lei aproximando as relações entre o regulador e o Ministério de Energia. Até o momento, o setor elétrico do México era regulado pela CRE e supervisionado pelo Ministério da Energia. O CRE garantia que as tarifas refletissem os custos de energia e que o sistema elétrico nacional operasse de forma eficiente. O Ministério da Energia desenvolvia planos de longo prazo para o sistema, enquanto o CENACE gerenciava suas operações diárias. A Lei do Setor Elétrico de 2014 estabeleceu um mercado atacadista para promover a concorrência e reduzir custos para os consumidores. No entanto, ainda há certo grau de incerteza sobre como as operações diárias do regulador podem mudar, dado que o Ministério da Energia absorveria totalmente as obrigações da CRE. O Congresso mexicano ainda precisa estabelecer as normas e procedimentos para regulamentação da nova lei, o que deve acontecer no primeiro trimestre de 2025.

Peru

Desdobramentos futuros.

O Peru enfrentou instabilidade política desde 2018, devido a investigações de corrupção que resultaram em uma sucessão de seis governos e uma ampla gama de políticas econômicas. Após o impeachment do ex-presidente Castillo em dezembro de 2022, após uma tentativa de golpe, o país enfrentou tensões por vários meses. A presidente Dina Boluarte (vice-presidente do Sr. Castillo), que deve terminar seu mandato em 2026, se comprometeu com a estabilidade econômica e empresarial favoráveis aos investidores privados.

Em nossa opinião, o motor da economia peruana tem sido a indústria de mineração, e esperamos que ela impulse o crescimento do consumo de eletricidade. O desenvolvimento de novos portos também indica que capacidade adicional de mineração está em andamento, o que pode ser favorável para as concessionárias, tanto em termos de capacidade adicional de geração quanto de transmissão.

Até 2016, o mercado elétrico peruano sofreu um período prolongado de excesso de oferta. Embora o consumo per capita permaneça em menos da metade do dos países latino-americanos, a demanda por energia foi impulsionada pela expansão do setor de mineração, grandes ativos de infraestrutura — como a Linha do Metrô de Lima e a expansão do Aeroporto de Lima — e o maior acesso da população à eletricidade, dadas as restrições geográficas do país.

Estimamos que 5,5 GW de capacidade serão adicionados entre 2024 e 2028, principalmente solar e eólica, à capacidade instalada atual de 14,3 GW, que em setembro de 2024 consistia principalmente em térmica (53%) e hidrelétrica (37%). Para isso, o governo propõe mudanças na Lei 28.832 para diversificar a matriz energética e facilitar o desenvolvimento de energias renováveis não convencionais. As mudanças incluem a definição de horários para a venda de energia ao longo do dia e a possibilidade (diferentemente da lei atual) de dividir a oferta entre capacidade e energia vendida em leilões para o segmento regulado. Acreditamos que isso deve promover o desenvolvimento de energias renováveis, embora a aprovação e implementação da lei possam levar vários trimestres.

Definição de tarifas e estabilidade financeira.

Vemos como positivas a transparência e a execução dos termos contratuais e das tarifas reguladas, o que tem contribuído para a estabilidade dos fluxos de caixa dos *players* do setor. A regulação das tarifas de distribuição baseia-se em investimentos eficientes e custos operacionais. As tarifas de distribuição reguladas são definidas anualmente pelo OSINERGMIN. Desde 2021, as tarifas reguladas incorporam a parcela fixa da estrutura de custos das concessionárias, bem como o fornecimento de energia (considerando o pagamento de capacidade e o custo variável do gás natural) e o reequilíbrio da demanda. Isso permitiu que os preços *spot* subissem acima de US\$20/MWh, de menos de US\$ 10/MWh, o que estava reduzindo a atratividade do mercado. Esperamos que os preços *spot* permaneçam na faixa de US\$30/MWh-US\$40/MWh em condições hidrológicas normais.

A outorga de concessões de transmissão depende do planejamento público e da operação privada das redes elétricas interligadas. As tarifas e revisões das linhas de transmissão são aprovadas pelo OSINERGMIN a cada quatro a 10 anos, dependendo da base contratual (Sistema de Transmissão Garantido e Sistema de Transmissão Complementar, que fazem parte do Plano de Transmissão do país (atualizado a cada dois anos).

Tanto as concessionárias de distribuição quanto as de transmissão operam sob acesso aberto à rede até sua capacidade e, em troca, cobram uma tarifa de transmissão definida pela autoridade supervisora ou com base em um processo competitivo ou tarifa regulada.

Estabilidade regulatória.

Em nossa opinião, o marco regulatório do Peru tem permanecido estável e transparente em todos os ciclos econômicos (como durante a pandemia) e períodos de instabilidade política desde 2018. O marco foi criado em 1992 com foco na minimização dos custos de eletricidade para os consumidores finais, mantendo ao mesmo tempo a atratividade e o retorno adequado para investidores privados. O setor elétrico peruano é composto de um grande sistema, o National Interconnected Electric System (SEIN), que é regulado e revisado pelo Ministério de Energia e Minas (MINEM). O sistema não permite a integração vertical das atividades de geração, transmissão e distribuição.

Independência regulatória.

Em nossa opinião, os órgãos reguladores têm operado sem intervenção governamental, ao contrário do Chile, por exemplo. Apesar das tensões políticas e sociais no Peru, não observamos decisões governamentais que afetassem materialmente o funcionamento do mercado de energia.

As políticas do setor energético peruano são definidas pelo MINEM, que supervisiona o desenvolvimento e a regulação dos recursos energéticos do país. Dentro do MINEM, o OSINERGMIN é responsável por definir as tarifas de transmissão e distribuição.

O COES, administrador do mercado de energia, opera com base em um modelo de despacho por ordem de mérito, considerando o aumento dos custos variáveis para cobrir a demanda de energia ao menor custo possível. A energia injetada no sistema pelas geradoras é paga ao custo marginal determinado pelo COES, que define os preços do mercado *spot*. Portanto, as usinas renováveis com custo de geração variável zero têm prioridade no despacho de energia. Além disso, a Autoridad Nacional del Agua tem autoridade para redirecionar o uso da água em situações de níveis criticamente baixos.

Tabela 3

Principais características dos marcos contratuais de eletricidade na América Latina

	Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	México	Peru
População (mi)	45.4	212.6	18.1	49.1	129.2	34.039
Distribuição						
Contrato	Contrato de concessão	Contrato de concessão	Contrato de concessão	Zona de operação de autorização	Monopólio da CFE	Concessão
Prazo (anos)	95	30	Sem prazo de vencimento	--	--	Sem prazo de vencimento
Ciclo de revisão tarifária (anos)	5	3 a 5	4	5	3	4
Cientes (mi)	16,1*	93.2	1.9	13.9	48.2	8.8
Geração						
Capacidade instalada (GW)	42.9	216.1	24	16.8	93.8	14.3

Marco regulatório das concessionárias de serviços de utilidade pública da América Latina – Sinais de crescente interferência política

Composição da capacidade instalada	59% térmica, incluindo ciclo combinado, gás, diesel e carvão. 25% hidro 4% nuclear 12% renovável	60,2% hidro 13,5% eólica 7,2% solar 7,6% biomassa 5,4% GNL 1,2% carvão 4,9% outros	28% hidro 21% carvão 19% gás 12% diesel 10% solar 7% eólica 3% outros	69% hidro 10% carvão 10% gás 7% diesel 2% óleo 3% outros	39% ciclo combinado 14% hidro 14% térmica 8% eólica 8% solar 6% carvão 5% turbogás 6% outros	53% térmico 37% hidro 7% eólica 3% solar
Demanda de energia (GWh)	133,900	531,872	67,950	66,548	300,883	58,355
Mercado não regulado	Não aplicável, uma vez que toda a energia gerada pelo sistema é vendida à CAMMESA. A exceção será a energia concedida por meio da 3ª rodada do programa RenovAr para fontes renováveis, que estabelece comercialização bilateral em determinadas circunstâncias.	Desde janeiro de 2024, todos os consumidores de média e alta tensão podem escolher seu fornecedor de energia.	Os preços são negociados para clientes que consomem mais de 5.000 kW, bem como para alguns clientes entre 500 e 5.000 kW que optam por esta categoria.	Clientes com demanda média semestral de pelo menos 0,1 MW ou demanda média mensal mínima de 55 MWh nos seis meses anteriores.	Clientes que consomem pelo menos 1 MW podem comprar energia elétrica no mercado spot.	Os consumidores com demanda contratada de energia igual ou superior a 200 kW são classificados como “usuários livres” e, portanto, podem participar do mercado livre de energia elétrica. Os preços são determinados por meio de acordos bilaterais entre o consumidor e a empresa geradora.
Regulado	Preço sazonal	Leilão: até 35 anos	Leilão: 20 anos	Leilão: 3-5 anos	Leilão: 3 anos e 15-20 anos para energias limpas	Desde outubro de 2024, o governo pretende alterar a Lei nº 28.832 para promover leilões públicos de PPAs regulamentados de 3, 5 e 15 anos.
Pagamento de capacidade	Estabelecido por Resolução Nacional de acordo com tecnologia e escala.	Usinas térmicas - contribuição em períodos de seca.	Contribuição para o pico de demanda.	Contribuição firme de energia (leilões de energia por pelo menos 20 anos).	Leilões de médio e longo prazo (3-20 anos), com três zonas distintas para diferenciar os lances: Carga, capacidade e geração.	O pagamento da capacidade baseia-se na demanda máxima do sistema, e os preços também diferem dependendo do tipo de tecnologia e do seu uso.
Transmissão						
Contrato	Público - acesso aberto - tarifa regulada. Regime de monopólio para operadores de sistemas de transmissão.	Leilão público	Leilão público	Leilão público	Monopólio da CFE	Leilão público
Prazo (anos)	95	30	Sem prazo de vencimento	Máximo de 30	--	Máximo de 30

*Corresponde às últimas informações oficiais da Secretaria de Energia (2015). Fonte: S&P Global Ratings.

Copyright © 2025 pela Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos os direitos reservados.

Nenhum conteúdo (incluindo-se ratings, análises e dados relativos a crédito, avaliações, modelos, software ou outras aplicações ou informações obtidas a partir destes) ou qualquer parte destas informações (Conteúdo) pode ser modificada, sofrer engenharia reversa, ser reproduzida ou distribuída de nenhuma forma, nem meio, nem armazenada em um banco de dados ou sistema de recuperação sem a prévia autorização por escrito da Standard & Poor's Financial Services LLC ou de suas afiliadas (coletivamente, S&P). O Conteúdo não deverá ser utilizado para nenhum propósito ilícito ou não autorizado. Nem a S&P, nem seus provedores externos, nem seus diretores, representantes, acionistas, empregados nem agentes (coletivamente, Partes da S&P) garantem a exatidão, completitude, tempestividade ou disponibilidade do Conteúdo. As Partes da S&P não são responsáveis por quaisquer erros ou omissões (por negligência ou não), independentemente da causa, pelos resultados obtidos mediante o uso de tal Conteúdo, ou pela segurança ou manutenção de quaisquer dados inseridos pelo usuário. O Conteúdo é oferecido "como ele é". AS PARTES DA S&P ISENTAM-SE DE QUALQUER E TODA GARANTIA EXPRESSA OU IMPLÍCITA, INCLUSIVE, MAS NÃO LIMITADA A QUAISQUER GARANTIAS DE COMERCIALIZIDADE, OU ADEQUAÇÃO A UM PROPÓSITO OU USO ESPECÍFICO, LIBERDADE DE FALHAS, ERROS OU DEFEITOS DE SOFTWARE, QUE O FUNCIONAMENTO DO CONTEÚDO SEJA ININTERRUPTO OU QUE O CONTEÚDO OPERE COM QUALQUER CONFIGURAÇÃO DE SOFTWARE OU HARDWARE. Em nenhuma circunstância, deverão as Partes da S&P ser responsabilizadas por nenhuma parte, por quaisquer danos, custos, despesas, honorários advocatícios, ou perdas diretas, indiretas, incidentais, exemplares, compensatórias, punitivas, especiais ou consequentes (incluindo-se, sem limitação, perda de renda ou lucros e custos de oportunidade ou perdas causadas por negligência) com relação a qualquer uso do Conteúdo aqui contido, mesmo se alertadas sobre sua possibilidade.

Análises relacionadas a crédito e outras, incluindo ratings e as afirmações contidas no Conteúdo são declarações de opiniões na data em que foram expressas e não declarações de fatos. As opiniões da S&P, análises e decisões de reconhecimento de ratings (descritas abaixo) não são recomendações para comprar, reter ou vender quaisquer títulos ou tomar qualquer decisão de investimento e não abordam a adequação de quaisquer títulos. Após sua publicação, em qualquer maneira ou formato, a S&P não assume nenhuma obrigação de atualizar o Conteúdo. Não se deve depender do Conteúdo, e este não é um substituto das habilidades, julgamento e experiência do usuário, sua administração, funcionários, conselheiros e/ou clientes ao tomar qualquer decisão de investimento ou negócios. A S&P não atua como agente fiduciário nem como consultora de investimentos, exceto quando registrada como tal. Embora obtenha informações de fontes que considera confiáveis, a S&P não conduz auditoria nem assume qualquer responsabilidade de diligência devida (due diligence) ou de verificação independente de qualquer informação que receba. Publicações relacionadas a ratings de crédito podem ser divulgadas por diversos motivos que não dependem necessariamente de uma ação decorrente de um comitê de rating, incluindo-se, sem limitação, a publicação de uma atualização periódica de um rating de crédito e análises correlatas.

Até o ponto em que as autoridades reguladoras permitam a uma agência de rating reconhecer em uma jurisdição um rating atribuído em outra jurisdição para determinados fins regulatórios, a S&P reserva-se o direito de atribuir, retirar ou suspender tal reconhecimento a qualquer momento e a seu exclusivo critério. As Partes da S&P abdicam de qualquer obrigação decorrente da atribuição, retirada ou suspensão de um reconhecimento, bem como de qualquer responsabilidade por qualquer dano supostamente sofrido por conta disso.

A S&P mantém determinadas atividades de suas unidades de negócios separadas umas das outras a fim de preservar a independência e objetividade de suas respectivas atividades. Como resultado, certas unidades de negócios da S&P podem dispor de informações que não estão disponíveis às outras. A S&P estabeleceu políticas e procedimentos para manter a confidencialidade de determinadas informações que não são de conhecimento público recebidas no âmbito de cada processo analítico.

A S&P pode receber remuneração por seus ratings e certas análises, normalmente dos emissores ou subscritores dos títulos ou dos devedores. A S&P reserva-se o direito de divulgar seus pareceres e análises. A S&P disponibiliza suas análises e ratings públicos em seus websites www.spglobal.com/ratings/pt/ (gratuito) e www.ratingsdirect.com (por assinatura), e pode distribuí-los por outros meios, inclusive em suas próprias publicações ou por intermédio de terceiros redistribuidores. Informações adicionais sobre nossos honorários de rating estão disponíveis em www.spglobal.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P e RATINGSDIRECT são marcas registradas da Standard & Poor's Financial Services LLC.