



Boletim Técnico da Comissão de Energia da OAB/PR

Análise Crítica da Medida Provisória nº 1.300/2025 e seus Impactos
para os Diversos Agentes do Setor Elétrico

Apresentação Institucional

A Comissão de Energia tem o prazer de apresentar este Boletim Técnico, que oferece uma análise crítica e fundamentada da MP 1.300/2025, abordando seus principais dispositivos e impactos no setor elétrico nacional.

O conteúdo aqui apresentado é fruto do esforço conjunto de especialistas e membros da Comissão, cujo comprometimento foi essencial para a qualidade e relevância das informações reunidas. A coordenação técnica de Igor Ricci Crebe, em especial, foi decisiva para assegurar a consistência e o rigor desta publicação.

Esperamos que este material contribua de forma efetiva para o debate e seja útil aos advogados do setor e demais interessados nas dimensões jurídicas e regulatórias da MP 1.300/2025.

Adriana de Paula Baratto

Presidente da Comissão de Energia da OAB/PR.

Sobre o Boletim Técnico

O presente Boletim Técnico foi elaborado pela Comissão de Energia da OAB/PR com o objetivo de consolidar as principais análises jurídicas, regulatórias e econômicas a respeito da Medida Provisória nº 1.300/2025, que introduz mudanças estruturais no setor elétrico brasileiro.

Dada a complexidade dos temas envolvidos e a multiplicidade de agentes impactados, o conteúdo foi organizado em seis blocos temáticos, cada um desenvolvido por uma dupla técnica da Comissão, contemplando distintas óticas do setor: consumidores, auto-produtores, comercializadores, geradores, instituições públicas e operadores.

Esta publicação visa fornecer uma visão crítica, acessível e fundamentada, permitindo que os profissionais da área, tomadores de decisão e o público especializado compreendam os principais efeitos da MP 1.300/2025, os riscos jurídicos potenciais e as oportunidades de atuação propositiva nos processos regulatórios.

Igor Ricci Crebe Coordenador Ceral

Resumo Executivo

A MP nº 1.300/2025, editada pelo Governo Federal, traz alterações profundas na estrutura do setor elétrico brasileiro. Entre os destaques estão alterações nos critérios para aplicação de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e de Transmissão (TUST), com impacto direto sobre a contratação de energia incentivada, a previsão de um novo modelo de tarifa social, a formalização do Supridor de Última Instância (SUI), mudanças nos critérios de autoprodução, equalização de encargos e novos critérios para liquidação de débitos na CCEE.

O boletim está dividido em seis eixos temáticos, com análises técnicas e jurídicas feitas sob a perspectiva dos consumidores, destacando impactos, riscos regulatórios, incertezas operacionais e eventuais inconstitucionalidades.

1

Abertura do Mercado Livre

Análise da liberalização do mercado para consumidores de baixa tensão e implementação do Supridor de Última Instância (SUI).

2

Fim dos Descontos

Impactos da eliminação dos descontos na TUSD/TUST para consumidores de fontes incentivadas e suas consequências para os contratos existentes.

3

Autoprodução

Mudanças nos critérios de autoprodução e efeitos sobre os modelos de negócio existentes no setor.

4

Equalização de Encargos

Análise da redistribuição dos encargos setoriais entre mercado livre e regulado.

5

Tarifa Social

Ampliação da tarifa social e impactos sobre a Conta de Desenvolvimento Energético.

6

Liquidação Financeira

Novo critérios para liquidação de débitos na CCEE e efeitos sobre a CDE.

Abertura do Mercado Livre e Supridor de Última Instância (SUI)

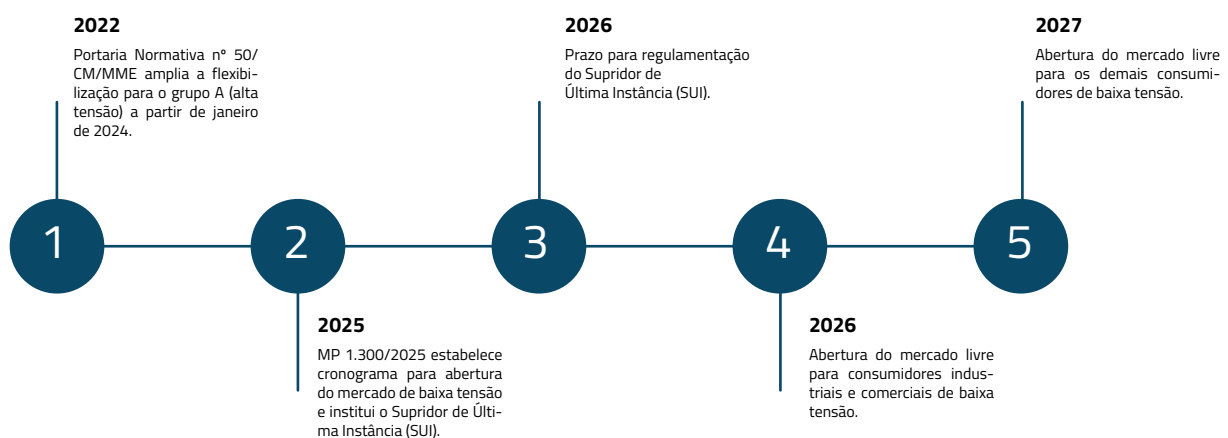
Brenda Caroline da Silva Freiro

Luiz Ceremias de Aviz

Introdução/Contextualização

O Ministério de Minas e Energia (MME) atua em matéria de energia elétrica como agente institucional do poder concedente, a União Federal. Tal competência está prevista na Lei nº 14.600, de 19 de junho de 2023, que estabelece a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios. O Parlamento tem a prerrogativa da apreciação legal e regimental das propostas legislativas e/ou Medidas Provisórias (MP) apresentadas pelo Executivo, conforme o princípio da separação dos poderes. No caso da MP 1.300/2025, há cerca de 600 emendas apresentadas, e o texto final poderá ser alterado, convertido em lei, rejeitado ou caducar conforme os prazos regimentais.

A presente análise, não exaustiva, trata de dois temas da MP 1.300/2025: a) abertura do mercado de baixa tensão de energia elétrica, sob competência regulatória do MME como já demonstrado na Portaria Normativa nº 50/CM/MME, de 27 de setembro de 2022, que ampliou a flexibilização para o grupo A (alta tensão) a partir de janeiro de 2024 e agora ampliada pela MP com novos prazos (agosto de 2026 e dezembro de 2027) para abranger o mercado de baixa tensão; e b) instituição do agente setorial Supridor de Última Instância (SUI), a ser regulamentado até 1º de fevereiro de 2026.



Repercussões da MP 1.300/2025 quanto à Abertura do Mercado de Energia Elétrica aos Consumidores de Baixa Tensão

No item 7 da exposição de motivos (EM nº 00025/2025 MME, de 16 de abril de 2025), que apresenta e encaminha o texto da MP 1.300/2025, constam considerações de que:

“7. Esta Medida Provisória também prevê a abertura do mercado de energia elétrica aos consumidores da baixa tensão, conferindo-lhe a liberdade de escolha em suas decisões de contratação do fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, há tratamento desigual entre os consumidores. (...)”.

A MP 1.300/2025, com força de lei, alterou a Seção III (Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores) da Lei Federal nº 9.074/1995, acrescentando ao Art. 15 o §12, com o seguinte cronograma para escolha do fornecedor pelos consumidores atendidos em baixa tensão (inferior a 2,3 kV): I – a partir de 1º de agosto de 2026, para consumidores industriais e comerciais; II – a partir de 1º de dezembro de 2027, para os demais consumidores. A atual regulamentação sobre a liberalização do mercado é prevista na Portaria Normativa nº 50/CM/MME, de 27 de setembro de 2022.

A livre contratação (escolha do fornecedor) refere-se à parcela “energia” da conta mensal. O restante corresponde a encargos setoriais, tributos e remuneração pelos serviços da distribuidora. Mesmo após migrar para o mercado livre, o consumidor permanece vinculado à distribuidora local para o uso da rede, pagando as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A fatura também seguirá incluindo encargos como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o PROINFA e a Reserva Global de Reversão (RCR), cujos custos são rateados entre todos os usuários do sistema.

Compreender essa estrutura de custos é essencial para avaliar os reais benefícios da migração.

Composição da Conta de Energia

Mesmo no mercado livre, o consumidor continuará pagando:

- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)
- Encargos setoriais (CDE, PROINFA, RCR)
- Tributos (ICMS, PIS/COFINS)

Apenas a parcela “energia” será livremente negociada.

Classificação dos Consumidores

Conforme a REN ANEEL nº 1.000/2021:

- Grupo A: conexão em tensão ≥ 2,3 kV
- Grupo B: conexão em tensão < 2,3 kV

A MP 1.300/2025 estabelece cronograma para abertura do mercado aos consumidores do Grupo B.

Detalhamento da Abertura do Mercado Livre

A ampliação do mercado livre, em conformidade com o cronograma, aplica-se aos grupamentos de unidades consumidoras definidos pela ANEEL. Atualmente, essa classificação é regulada pela REN ANEEL nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021, que estabelece em seu Art. 2º as seguintes definições e subdivisões:

“(…)

Art. 2º, XXIII – grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 Kv, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 Kv, e subdividido nos seguintes subgrupos: (...); e

Art. 2º, XXIV – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos: (...).”

Mantido o cronograma de liberalização, estará delineado o “potencial” mercado de livre contratação de energia elétrica no Brasil. A migração, contudo, não é obrigatória, cabendo aos consumidores avaliarem os benefícios comerciais da transição. Devem ser considerados aspectos como custos, encargos setoriais, concorrência entre fornecedores, riscos, garantias e formalizações contratuais, além das previsões relativas ao SUI. A própria MP 1.300/2025 prevê regulamentações suplementares para viabilizar essa transição e eventuais alternativas.

Diante disso, a abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão exigirá:

- a) regulamentação das matérias pendentes;
- b) estudos econômicos, incluindo Análise de subsídios e benefícios;
- c) planejamento prático da contratação, como a representação por agente Varejista perante a CCEE, conforme disposições da REN ANEEL nº 1.110/2024, que também deverá ser ajustada.

Repercussões da MP 1.300/2025 quanto ao Exercício da Atividade de Supridor de Última Instância 3 SUI

A MP 1.300/2025, publicada em 21 de maio de 2025, alterou a Lei nº 9.074/1995 ao incluir o §13 no Art. 15, determinando que o poder concedente deverá regulamentar, até 1º de fevereiro de 2026, as regras para o exercício do Supridor de Última Instância (SUI), definindo: a) o responsável pela prestação do serviço; b) os consumidores elegíveis; c) as hipóteses de obrigatoriedade do suprimento; d) o prazo máximo; e) o uso eventual de energia de reserva; f) a dispensa de lastro; e g) o cálculo e alocação de custos. A criação do SUI é essencial para a abertura total do mercado, funcionando como rede de segurança para consumidores que fiquem sem contrato no mercado livre, seja por inadimplência do comercializador ou por ausência de novo fornecedor. Sem esse mecanismo, os princípios de universalidade e continuidade do serviço estariam comprometidos.

Aspectos a serem regulamentados no SUI

- Responsável pela prestação do serviço
- Consumidores elegíveis ao suprimento
- Hipóteses de obrigatoriedade do suprimento
- Prazo máximo de atendimento
- Uso eventual de energia de reserva
- Dispensa de lastro para operações
- Cálculo e alocação de custos

Uma vez regulamentado o SUI e vigentes os prazos previstos no §12 do Art. 15 da Lei nº 9.074/1995, poderá haver extinção da exclusividade das distribuidoras no fornecimento de energia. Contudo, o monopólio natural sobre a infraestrutura de distribuição permanece, incluindo redes, transformadores e contratos de conexão e uso do sistema. A regulamentação futura detalhará esses aspectos.

Um dos pontos mais delicados na futura regulamentação do SUI será a definição do agente responsável por sua execução e a forma de alocação de seus custos. Uma alternativa considerada é atribuir essa função à distribuidora local, aproveitando sua estrutura, o que, porém, pode gerar conflitos de interesse por eventuais incentivos à restrição da atuação de comercializadores concorrentes. Outras possibilidades incluem a criação de um agente específico ou a realização de leilões regionais. A decisão sobre o custeio se por tarifa específica apenas para usuários do SUI ou socializada entre todos os consumidores será crucial para a competitividade e percepção de risco no setor.

Possíveis Modelos para o SUI e Alternativas para o Custeio

Possíveis Modelos para o SUI

- Distribuidora local como agente responsável
- Criação de agente específico para o SUI
- Realização de leilões regionais para definição do supridor

Alternativas de Custeio

- Tarifa específica apenas para usuários do SUI
- Custo socializado entre todos os consumidores
- Modelo misto com rateio proporcional

Desafios Regulatórios e Conclusões Preliminares

A Medida Provisória nº 1.300/2025 estabelece um marco temporal ambicioso para uma das mais relevantes reformas do setor elétrico Brasileiro nas últimas décadas. A abertura do mercado de baixa tensão e a instituição do Supridor de Última Instância são medidas interdependentes que, se bem conduzidas, podem intensificar a concorrência, reduzir custos e ampliar as opções dos consumidores. No entanto, o êxito desse processo depende da qualidade das regulamentações a serem elaboradas pelo Ministério de Minas e Energia e pela ANEEL.

O caminho até a plena liberalização em 2027 apresenta desafios significativos. Será necessário desenvolver um arcabouço regulatório sólido, capaz de proteger consumidores vulneráveis, assegurar a solvência dos agentes, definir as atribuições do SUI e implementar mecanismos eficientes de medição, faturamento e gestão contratual. A adequação dos sistemas das distribuidoras e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para suportar o aumento expressivo de operações exigirá soluções tecnológicas e operacionais complexas. Além disso, a comunicação clara com os consumidores será essencial para permitir escolhas conscientes e evitar práticas abusivas.

Em suma, a MP 1.300/2025 representa um avanço decisivo na modernização do setor elétrico nacional. Embora ainda sujeita a alterações no trâmite legislativo, a proposta aponta para maior liberdade de escolha e estímulo à competição. O sucesso dessa transição dependerá da capacidade institucional do Poder Concedente e da Agência Reguladora em estabelecer um modelo que assegure equilíbrio entre eficiência econômica, segurança do suprimento e interesse público.

Regulamentação

Desenvolvimento de arcabouço regulatório sólido pelo MME e ANEEL

Proteção

Mecanismos de proteção a consumidores vulneráveis e garantia de solvência dos agentes

Sistemas

Adequação tecnológica das distribuidoras e da CCEE para suportar o aumento de operações

Comunicação

Informação clara aos consumidores para permitir escolhas conscientes

Fim dos Descontos de TUSD/TUST e Reforma Tariffiria

Luciana Pigatto Monteiro

Caetano de Carvalho Kraemer

Contextualização Legal dos Descontos Tariffirios e sua Função Setorial

Antes de adentrarmos na questão da reforma tarifária, mais especificamente com relação a possibilidade que a Medida Provisória 1.300/25 trouxe de eliminação dos descontos nas tarifas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para os consumidores especiais naqueles contratos que não tiverem o seu montante e seu prazo de energia registrado junto a CCEE até 31.12.2025, cumpre conceituar e contextualizar a origem e a razão pelas quais tais descontos foram instituídos pelo legislador.

Os descontos de TUSD/TUST foram estabelecidos pelo artigo 26 da lei 9.427/96 decorrente de uma decisão governamental de incentivo à produção de energia limpa e renovável, instituindo descontos mínimos de 50% até 100% nas tarifas do uso do sistema, incidentes tanto em relação ao gerador quanto em favor do consumidor, devendo serem observadas: (i) fonte e (ii) potência instalada.

Desta forma, a intenção do legislador, foi otimizar a preços inferiores uma maior oferta de energia limpa no mercado através das fontes renováveis (eólica, solar, termelétricas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - PCHs), assegurando, assim, de um lado, o incentivo ao investimento nessas fontes renováveis de geração e, de outro lado, incentivando os grandes consumidores de energia a adquirirem energia dessas fontes.

Cumpre mencionar que, já em março de 2021, com a conversão da MP 988/20 na lei 14.120/21, teve início um processo alteração dos descontos na TUSD e TUST para novos projetos de fontes renováveis, contemplando-se ainda uma regra de transição, nos seguintes termos, senão vejamos:

Fonte de Energia	Potência Instalada (kW)	Limite Temporal	Desconto na TUSD/TUST
Solar, Eólica, Biomassa, Cogeração Qualificada	até 300.000	Autorização ou venda em leilão a partir de 01/01/2026	50%
PCH – Pequena Central Hidrelétrica	até 30.000	Conforme concessão/autorização	50%
Solar, Eólica, Biomassa	até 300.000	Existentes, com ampliação após 01/01/2026	50%

Termelétrica a Biomassa	até 50.000	Anteriores a 01/01/2016	4
UHE – Usina Hidrelétrica	até 50.000	Conforme concessão/outorga	50%, limitado a 30.000 kW
Fotovoltaica	4	Entrada em operação comercial até 31/12/2017	80% por 10 anos após a entrada em operação
Biomassa de Resíduos Sólidos Urbanos e/ou Biogás	4	4	100%

Restrição aos Descontos e Obrigatoriedade de Registro Contratual até 31/12/2025

A Lei 14.120/21 ainda estabeleceu, entre outros critérios, um prazo de 12 meses após a sua publicação, a propositura de mecanismos regulatórios compatíveis com os benefícios ambientais relacionados às fontes renováveis, visando assegurar os mecanismos de garantia da segurança do suprimento e de competitividade.

Além disso, em abril de 2024, a Medida Provisória nº 1212, que tratou da prorrogação, por 36 (trinta e seis) meses, do prazo de início de operação comercial das usinas que atenderam aos requisitos da MP, condicionou a prorrogação à obrigação de apresentação de garantias financeiras, para garantir o desconto da outorga.

No entanto, simplesmente desconsiderando todo esse arcabouço de incentivo a investimentos nessas fontes de energia, adveio a Medida Provisória 1.300/25 que propõe eliminar o incentivo para a categoria consumo, o que esvazia o conteúdo econômico da outorga concedida e que previu esse desconto em ambas as pontas (gerador e consumidor).

Caso a Medida Provisória 1.300/25 venha ser convertida em lei sem alteração em sua redação haverá a eliminação total dos descontos, inclusive para a energia proveniente de projetos já implantados e em operação comercial. O que ocorre é que desta forma os consumidores especiais perderão o direito ao desconto na TUSD/TUST. Assim, estes consumidores têm até a data 31.12.2025 para registrar na CCEE seus contratos de comercialização com fontes incentivadas/renováveis contendo (i) o prazo do contrato e (ii) o montante da energia para assegurar o desconto pelo período. Importante destacar ainda que este contrato não poderá ser modificado posteriormente, sendo proibida a cessão, prorrogação, venda ou qualquer outro tipo de alteração.



Riscos Jurídicos, Insegurança Regulatória e Impactos sobre Contratos de Longo Prazo

A dificuldade que a Medida Provisória impôs para a celebração de contratos desta modalidade (de execução continuada no tempo) a bem da verdade, pode ser considerada ilegal por contrariar (i) princípios basilares do direito contratual, (ii) princípios constitucionais da hierarquia das normas e, também, (iii) o próprio direito adquirido aos descontos, para os consumidores especiais, hoje previsto em texto expresso de lei.

Aqui, pode-se fazer um exercício com relação a eventuais contratos de longa duração já firmados sem especificação de quantidade, caso dos contratos de compra de energia conforme curva de geração. Outro ponto são os contratos firmados com base na sazonalidade, ou ainda, eventuais acréscimos de demanda decorrentes de aumento de consumo, ou ainda o comercializador que montou sua carteira de energia de longo prazo para comercialização futura com clientes ainda a prospectar. Estes são apenas alguns exemplos entre diversas situações que poderão impactar o consumidor livre enormemente no custo de sua atividade gerando judicializações das mais diversas naturezas.

Ainda, em 23.06.2025, e diante de uma avalanche de pedidos de emenda a MP 1.300/25, (591 no total das quais cerca de um quarto relativas ao fim do desconto), numa medida inusitada, e aumentando ainda mais o grau de insegurança jurídica no setor, o Ministério de Minas e Energia abriu consulta pública nº 843 com o fim a colher subsídios da sociedade em relação à forma de redução dos descontos da TUSD/TUST, a fim de regulamentar o previsto na MP 1.300/25. Tal atitude leva um dos setores mais importantes da infraestrutura nacional, com aportes de capital em projetos de longo prazo a um estado de instabilidade poucas vezes visto. Sem falar da inadequação do momento de realização

da Consulta Pública, considerando que a Medida Provisória nº 1.300/2025 ainda está em tramitação no Congresso Nacional e pode não ser convertida em lei, ou ser convertida com conteúdo substancialmente diferente, o que prejudica a legitimidade e a eficácia de um ato normativo infralegal (como a portaria proposta) antes da definição do marco legal superior.

Impactos Jurídicos e Econômicos do Fim dos Descontos

Caso convertida em Lei nos termos em que proposta, fato que nem o governo toma mais como certo, a Medida Provisória impactará o consumidor livre que foi estimulado a entrar neste mercado em razão do preço e da oferta. Este consumidor será pressionado a discutir judicialmente a validade e eficácia dos contratos já estabelecidos mesmo que sem montante e prazo declarados, apenas como exemplo, fazer valer a legislação que lhe concede os descontos estabelecidos ou, até, a se posicionar num sentido de um eventual retorno ao mercado regulado na busca de uma maior segurança jurídica.

O fato é que, no intuito de alocar recursos, o governo acaba por deturpar o próprio motivo da existência das ferramentas legislativas, relevância e urgência das Medidas Provisórias, para logo em seguida abrir uma consulta pública que, por definição, deverá ficar aberta praticamente pelo mesmo tempo da validade da MP 1.300/25. São muitos sinais ambíguos e desencontrados para um setor que tem como um dos principais requisitos a estabilidade.

Principais Riscos Jurídicos

- Violação a princípios constitucionais, tais como a proteção do ato jurídico perfeito, contratos celebrados com base nas regras anteriores e expectativa legítima dos agentes;
- Violação de princípios basilares do direito contratual;
- Desrespeito aos princípios constitucionais da hierarquia das normas
Afronta ao direito adquirido aos descontos previstos em lei;
- Insegurança jurídica para contratos de longa duração sem especificação de quantidade;
- Impactos em contratos baseados em sazonalidade ou com previsão de acréscimos de demanda.

Regras de Autoprodução e Impactos sobre Modelos Existentes

Juliana Sobtko

Liara Lucia Ferreira

Legislação Atual e Alterações propostas pela MP nº 1300/2025

Atualmente, a Lei nº 9.074/1995 e a Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020 permitem que consumidores sejam considerados autoprodutores ao obterem outorga para gerar energia para consumo próprio, seja diretamente ou por participação societária em geradoras 4 inclusive minoritária 4 desde que vinculada ao mesmo grupo econômico. Essa flexibilização possibilitou a chamada “autoprodução por equiparação”, modelo em que empresas acessam benefícios como isenções de encargos (TUSD/TUST) ao deter pequenas participações em usinas, mesmo sem arcar com os riscos e custos da geração. Esse arranjo ganhou ampla adesão no mercado livre.

A Medida Provisória nº 1.300/2025 propõe endurecer esse regime. Estabelece critérios objetivos para reconhecimento da equiparação: demanda contratada mínima agregada de 30.000 kW, com unidades acima de

3.000 kW, e participação societária relevante (exigência de pelo menos 30% do capital votante, em alguns casos). Além disso, limita os benefícios à menor proporção entre o volume efetivamente consumido e a participação na sociedade geradora. Para projetos já operacionais, a manutenção do regime dependerá do atendimento a exigências documentais rigorosas.

Em síntese, enquanto a norma vigente admite vínculos societários indiretos e flexíveis, a MP busca retomar a conexão efetiva entre consumo e investimento, exigindo comprovação de propósito, escala econômica e controle societário, com prazos estabelecidos para adequação de estruturas existentes.

Legislação Atual

- Permite autoprodução por participação societária minoritária;
- Aceita vínculos indiretos dentro do mesmo grupo econômico;
- Não exige demanda mínima específica;
- Benefícios independem da proporção de participação.

Classificação dos Consumidores

- Exige participação societária relevante (mínimo 30% do capital votante em alguns casos);
- Demanda mínima agregada de 30.000 kW;
- Unidades consumidoras com no mínimo 3.000 KW;
- Benefícios limitados à proporção entre consumo e participação.

Quadro Comparativo 3 Legislação Atual x MP nº 1.300/2025

Aspecto	Legislação Vigente	MP nº 1.300/2025
Definição de Autoprodutor	Pessoa física/jurídica com outorga para consumo próprio	Mantida, com critérios mais rigorosos para equiparação
Equiparação	Qualquer participação societária	Exige vínculo societário relevante e proporcionalidade ao consumo
Demanda Mínima	Sem exigência específica	30 MW agregados, com unidades de 3 MW
Participação Societária	Sem percentual mínimo	Mínimo de 30% do capital com direito a voto, em alguns casos
Validade de Estruturas Anteriores	Mantidas sem prazo ou exigência	Válidas até o fim da outorga e com comprovação documental
Aplicabilidade	Aceita participações simbólicas	Requer vínculo econômico e documental com o gerador
Energia Consumida vs. Participação	Sem limitação	Limitada ao menor valor entre participação e consumo

Situação Atual

Autoprodução por equiparação com participações minoritárias e sem exigências mínimas de demanda.

Transição

Necessidade de comprovação documental para manutenção de estruturas existentes até o fim da outorga.

Novo Modelo

Exigência de participação societária relevante, demanda mínima e proporcionalidade entre consumo e participação.

Impactos Técnicos e Operacionais (Consumidores Livres ou Especiais)

a) Revisão de modelos contratuais vigentes

Não se aplicam os limites de demanda contratada agregada e de participação no capital social definidos na Medida Provisória 1.300, aos consumidores que já estejam equiparados a autoprodutor anteriormente à data de publicação da Medida Provisória nº 1.300, até o término da vigência da outorga do empreendimento de geração e enquanto perdurarem os fatos geradores que fundamentaram a equiparação, desde que:

- i. tenham sido equiparadas à autoprodução, com contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica 4 CCEE, anteriormente à data de publicação da Medida Provisória nº 1.300;
- ii. integrem grupo econômico que detenha participação de 100% (cem por cento) das ações representativas da pessoa jurídica titular de outorga para produção de energia; ou
- iii. no prazo de sessenta dias, contado da data de publicação da Medida Provisória nº 1.300, submetam à CCEE, para fins de comprovação do enquadramento como autoprodutor, os contratos de compra e venda de ações ou quotas e os contratos de outorga de opção de compra de ações ou quotas.

b) Perda de benefícios fiscais e de encargos setoriais

Caso os consumidores não consigam comprovar os requisitos exigidos para a equiparação, não farão jus aos benefícios fiscais, como também aos descontos nos encargos setoriais a que fazem jus, inclusive os aplicáveis às tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD/TUST), o que impactará diretamente a competitividade econômica dos projetos.

c) Restrição de acesso para pequenos consumidores

Pequenas e médias empresas, que anteriormente se beneficiavam da equiparação mesmo com cargas de menor porte, passarão a enfrentar a inviabilidade técnica e econômica para operar sob o regime de autoprodução. Essa limitação dificulta significativamente a estruturação de consórcios e a viabilização de projetos cooperativos de geração de energia.

d) Demanda por reestruturação societária

Para manter o regime de autoprodução até o término da vigência da outorga e enquanto perdurarem os fatos geradores que fundamentaram a equiparação, os consumidores já enquadrados deverão cumprir as providências previstas na MP, quais sejam:

- i. ter sido equiparadas à autoprodução, com contratos registrados na CCEE antes da edição da MP 1.300;
- ii. integrar grupo econômico que detenha participação de 100% (cem por cento) das ações representativas da pessoa jurídica titular de outorga para produção de energia; ou
- iii. no prazo de sessenta dias, contado da data de publicação da MP, submetam à CCEE os contratos de compra e venda de ações ou quotas e os contratos de outorga de opção de compra de ações ou quotas.

Principais Impactos da MP 1.300/2025 na Autoprodução

Revisão Contratual

Não se aplicam os limites de demanda contratada agregada e de participação no capital social definidos na Medida Provisória 1.300, aos consumidores que já estejam equiparados a autoprodutor anteriormente à data de publicação da Medida Provisória nº 1.300.

Impacto Tarifário

Perda dos incentivos fiscais, e os descontos nos encargos setoriais.

Restrição de Acesso

Inviabilidade para pequenas e médias empresas operarem sob o regime de autoprodução.

Impactos Jurídicos Potenciais Relacionados à Autoprodução

A MP nº 1.300/2025 introduziu alterações relevantes na definição e nos critérios de equiparação à figura do autoprodutor de energia elétrica. Embora preserve determinadas condições para contratos preexistentes, sua redação pode gerar interpretações divergentes quanto ao alcance dos direitos adquiridos, à validade de contratos vigentes e à exigência de comprovação societária. A seguir, destacam-se os principais pontos jurídicos que podem ensejar dúvidas ou discussões no setor:

Tema	Risco Jurídico	Consequências Práticas	Base Legal ou Referência
Direitos Adquiridos	Divergência sobre o alcance da proteção conferida no §5º do art. 16-A	Insegurança jurídica quanto à manutenção dos benefícios para arranjos preexistentes	MP 1.300/2025, art. 16-A, §5º
Equiparação por Grupo Econômico	Questionamentos sobre a exigência de 100% do capital no grupo econômico	Risco de desqualificação de estruturas legítimas com participação societária inferior a 100%	MP 1.300/2025, art. 16-A, §5º, II
Comprovação Documental	Exigência formal elevada para comprovação societária e documental	Dificuldade de comprovar vínculo para manutenção da equiparação em 60 dias	MP 1.300/2025, art. 16-A, §5º, III; §6º
Participações Indiretas	Interpretação restritiva sobre estrutura societária indireta ou com múltiplos níveis	Risco de exclusão de casos anteriormente aceitos e contratos com registros válidos	MP 1.300/2025, art. 16-A, §3º

Desenquadramento Automático	Possível interpretação de desenquadramento após 60 dias se documentação não for aceita	Perda de isenções, insegurança para comercializadoras e agentes setoriais envolvidos	MP 1.300/2025, art. 16-A, §7º
Judicialização Preventiva	Ações para preservar enquadramentos e manter efeitos de contratos vigentes	Pedidos de tutela antecipada e embates sobre validade de estruturas anteriores à MP	Princípios constitucionais (confiança legítima, livre iniciativa, segurança jurídica)

Conclusão sobre Autoprodução

A Medida Provisória nº 1.300 de 2025 representa um esforço técnico de aprimoramento do setor elétrico, com impactos diretos sobre o modelo de autoprodução de energia. Embora tenha como objetivo corrigir distorções e aprimorar a alocação de encargos setoriais, a proposta introduz mudanças relevantes nos critérios para equiparação à figura do autoprodutor, como exigência de demanda mínima, participação societária com direito a voto e comprovação formal de vínculo.

Ao incidir sobre estruturas consolidadas sem a previsão de um regime de transição mais amplo, a medida pode gerar insegurança jurídica para contratos e arranjos legítimos anteriormente aceitos, especialmente no caso de grandes consumidores, investidores e agentes do mercado livre.

Diante desse cenário, recomenda-se uma avaliação preventiva, com análise minuciosa dos contratos e estruturas societárias atualmente utilizadas, a fim de identificar eventuais vulnerabilidades, garantir a conformidade com os novos requisitos e reduzir o risco de litígios futuros.

Equalização e Rateio de Encargos Setoriais

Leonardo Dalla Costa

Maria Kroetz

Introdução ao tema e relação com a MP

O setor elétrico Brasileiro passou por uma reforma de liberalização nos anos 1990. Inspirada na experiência da Inglaterra, de “competição onde possível, regulação onde necessário”, a reforma transformou profundamente o sistema nacional. Em lugar da prestação de serviço única de monopólio do estado, o setor elétrico Brasileiro foi segmentado em quatro atividades - geração, transmissão, distribuição e comercialização. Isso permitiu a penetração de concorrência entre agentes na maior proporção possível em cada um dos segmentos. A intenção da reforma era a de captar recursos privados e investimento estrangeiro para o desenvolvimento do setor, e como impulso para a economia nacional.

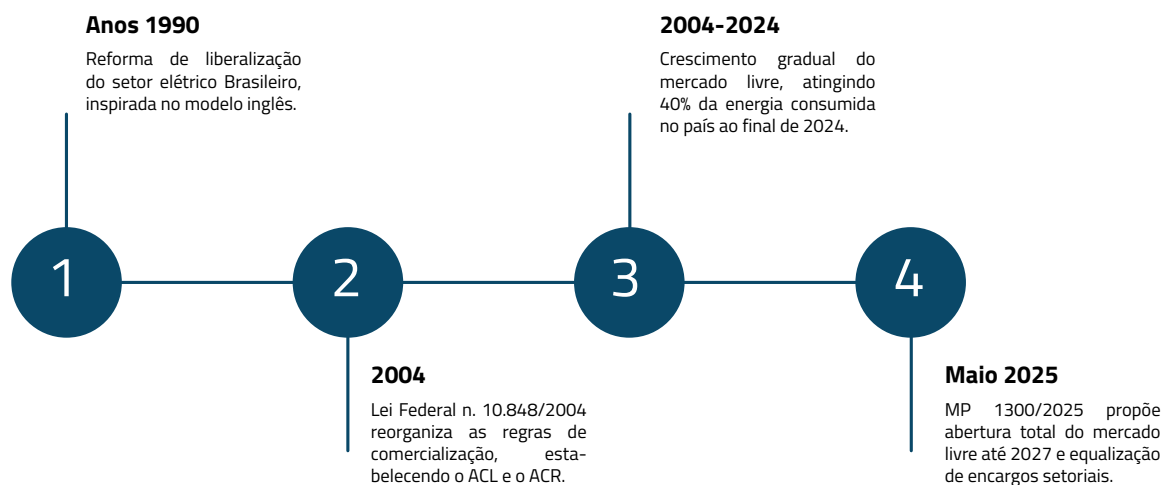
À época, buscava-se a abertura do setor elétrico para os consumidores, a partir de um mercado de energia atacadista. A abertura seria gradual, começando pelos grandes usuários do sistema, até que se chegasse aos residenciais. Enquanto a abertura não fosse concluída, os consumidores de pequeno porte ficariam vinculados à atividade das distribuidoras - concessionárias estaduais. No entanto, a abertura total do setor elétrico trouxe vários desafios, não tendo sido ainda concluída.

Em 2004, por meio da Lei Federal n. 10.848/2004, o setor passou por uma grande reorganização das regras de comercialização de energia elétricas, estabelecendo o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O modelo da chamada Re-reforma manteve a maioria dos consumidores vinculados ao mercado cativo, o ACR, e concedeu a alguns consumidores de maior tensão a possibilidade de migrarem ao mercado livre de energia. Nesse cenário, buscava-se implementar um mercado de concorrência no Brasil, logo os consumidores cativos passaram a suportar a maioria dos encargos setoriais e os agentes do ACL a gozar de certas facilidades tarifárias.

Ao longo dos anos, a experiência do mercado livre tornou-se vantajosa do ponto de vista econômico e segura do ponto de vista regulatório. Paulatinamente, foram criados diversos mecanismos de migração dos consumidores cativos para o ACL. Ao final de 2024, o mercado livre representou 40% de toda a energia consumida no país - considerando as perdas observadas. No entanto, sem uma política sistêmica e de longo prazo para o suporte dos encargos setoriais, as alterações levaram à alteração do equilíbrio do sistema, com suposta oneração demasiada das distribuidoras e dos consumidores de baixa tensão.

A Medida Provisória 1300/2025, assinada pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva, em 21 de maio de 2025, com a alcunha de reforma do setor elétrico, dentre outras questões, propõe-se a promover a abertura do mercado livre para todos os consumidores até 2027 e

tomar ações para a equalização de rateio dos custos do setor entre o mercado livre e regulado. É sobre estas ações de equalização que se ocupa a presente contribuição.



Panorama normativo anterior, mudanças propostas pela MP e seus impactos

Anteriormente à MP 1.300/25, os encargos da geração distribuída eram rateados entre os consumidores cativos, incluindo aqueles que não usufruíam do benefício. Os consumidores livres, por seu turno, não contribuía com os incentivos à CD.

A nova medida se propõe a suprir as isenções e descontos tarifários hoje vigentes para consumidores do mercado livre. Com o novo dispositivo, os consumidores alocados no mercado livre passarão a arcar com os valores rateados para custear a energia das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, bem como com os incentivos à CD, via Conta de Desenvolvimento Energético. Tem-se o fim da diferenciação de tensão para fins de cobrança de encargo da CDE. Consequência disso é o aumento da conta de energia dos consumidores livres, o que pode ter efeitos na cadeia de produção industrial e, portanto, efeito inflacionário.

No panorama normativo anterior à sobredita MP, apenas indígenas e quilombolas tinham direito à gratuidade na conta de luz. No que tange às famílias de baixa renda que estão no CadÚnico, havia desconto de até 65% (sessenta e cinco por cento) do valor da conta de luz. Com as alterações trazidas pelo novo diploma, é prevista isenção total na conta de luz para famílias com renda per capita de até meio salário-mínimo e consumo de até 80 kWh/mês, desde que inscritas no CadÚnico do governo federal.

Por fim, destaca-se o fim dos descontos de TUST/TUSD para o segmento de consumo. Os contratos com fontes incentivadas celebrados a partir de 2026 não contarão com os tradicionais descontos nas tarifas de transmissão e distribuição anteriormente concedidos.

Panorama Anterior	Mudanças da MP 1.300/2025
Encargos da geração distribuída rateados apenas entre consumidores cativos	Consumidores livres passam a arcar com custos de Angra 1 e 2
Consumidores livres não contribuía com incentivos à CD	Fim da diferenciação de tensão para cobrança de encargo da CDE
Cratuidade na conta de luz apenas para indígenas e quilombolas	Isenção total para famílias com renda per capita até meio salário-mínimo e consumo até 80 kWh/mês
Desconto de até 65% para famílias de baixa renda no CadÚnico	
Descontos de TUST/TUSD para fontes incentivadas	Fim dos descontos de TUST/TUSD para contratos de energia incentivada celebrados a partir de 2026

Riscos de judicialização e incertezas

É certo que as significativas alterações trazidas pela MP trazem uma série de desafios ao setor elétrico, bem como incertezas. Trazem, também, insatisfações setoriais, uma vez que há alterações que beneficiam alguns players e prejudicam outros. Abre-se margem, assim, para a judicialização de algumas questões.

Além disso, a abertura do mercado livre para todos os consumidores deve trazer, de forma inerente à sua implementação, incontáveis conflitos em matéria de direito do consumidor, envolvendo disputas entre consumidores anteriormente atendidos pelas distribuidoras de energia que atuam em regime de monopólio natural e as novas fornecedoras de energia. Ademais, poderão ser ofertados novos serviços relacionados, como plataformas digitais para negociação de energia, consultoria especializada e gestão de contratos. São possíveis também conflitos entre empresas concorrentes no âmbito do mercado livre de energia.

Relevante incerteza oriunda da MP diz respeito ao risco de sobrecontratação e exposição involuntária. As distribuidoras se valem, atualmente, de contratos de compra de energia assinados em leilões de longo prazo. Ao perderem consumidores para o ACL, tem-se a possibilidade de sobrecontratação, de modo que a MP prevê que o referido encargo seja rateado entre os consumidores, livres ou cativos. Surge, daí, incerteza e risco de judi-

alização por parte de consumidores livres insatisfeitos com o pagamento do encargo, hoje alocado no ACR.

Indo adiante, a reforma do setor elétrico prevê a perda de benefícios para os consumidores beneficiários de descontos de TUST e TUSD para fontes incentivadas que não tenham contratos registrados e validados na CCEE com montante de energia definido, o que pode trazer risco de judicialização. Ainda no que tange à CCEE, esta passa a se chamar apenas Câmara de Comercialização de Energia e pode atuar em outros mercados de energia, como o de gás, o que, uma vez mais, abre margem para judicializações.

Principais Riscos de Judicialização

- Conflitos de direito do consumidor na abertura do mercado livre;
- Disputas entre consumidores e novas fornecedoras de energia;
- Questionamentos sobre rateio de encargos de sobrecontratação das distribuidoras;
- Contestações sobre a perda de descontos de TUST/TUSD para fontes incentivadas;
- Questionamentos sobre a ampliação das atribuições da CCEE para outros mercados de energia.

Considerações finais e alertas regulatórios

A MP 1300/2025 traz relevantes inovações, principalmente no esforço de consolidar um mercado verdadeiramente livre de energia elétrica no Brasil. Porém, demanda alguma cautela, em especial em matéria regulatória. Nesse sentido, destaca-se a incerteza referente aos prazos contidos na medida, como o prazo de 45 dias para operacionalizar as alterações referentes à tarifa social e o prazo para abertura de mercado com a devida regulamentação. Isso, pois, em regra, as reformas costumam ter um período maior para que as distribuidoras e o próprio consumidor se adequem às alterações.

De mais a mais, muitas dessas alterações exigem regulamentações a serem implementadas pelo Ministério de Minas e Energia e pela Agência Nacional de Energia Elétrica, o que demanda tempo. A MP 1.300/2025, por seu turno, possui inovações que, ainda que já esperadas, trazem impactos e efeitos imediatos, o que gera preocupações sob a perspectiva da segurança jurídica. Diante deste quadro, louva-se as inúmeras ações e propostas de alteração legislativa da sociedade civil e, principalmente, das associações técnicas do setor e espera-se que o Executivo repense questões problemáticas nesse momento de mudança.

Encargos Nucleares e Ampliação da Tarifa Social

Camila Ricci Crebe

Denise Scoparo

Introdução ao tema e relação com a MP nº 1.300/2025

Por trás do valor da tarifa de energia elétrica paga mensalmente por milhões de Brasileiros, existem diversos encargos setoriais que, embora pouco conhecidos, têm impacto direto sobre o custo final da conta. Dentre eles, destacam-se os encargos nucleares, relacionados à geração de energia por usinas como Angra 1 e 2, e os subsídios associados à Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), voltada à população de baixa renda.

A Medida Provisória nº 1.300/2025, publicada em maio, propõe reformular a forma como esses custos são rateados entre os consumidores, com foco em transparência, justiça distributiva e equilíbrio econômico do setor elétrico. O texto prevê mecanismos para redirecionar recursos, revisar critérios de elegibilidade e estabelecer novos limites para o custeio desses encargos por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).



Principais Encargos Afetados

- Encargos nucleares (Angra 1 e 2);
- Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A MP 1.300/2025 propõe uma reformulação na forma como esses custos são rateados entre os consumidores, buscando maior transparência e equilíbrio econômico no setor.

Panorama normativo anterior

Historicamente, a Lei nº 10.438/2002 instituiu a CDE como mecanismo de modicidade tarifária, financiando diversos encargos e subsídios, incluindo os custos da geração nuclear e da Tarifa Social. Posteriormente, a Lei nº 12.212/2010 formalizou a TSEE, estabelecendo descontos para famílias de baixa renda conforme critérios do CadÚnico.

Entretanto, o modelo vigente tem sido alvo de críticas quanto à sustentabilidade econômica e à transparência na alocação dos recursos. Relatórios do TCU e estudos do MME apontam que parte significativa da arrecadação da CDE é utilizada para cobrir custos que não têm relação direta com políticas sociais, como os encargos da energia nuclear, cuja estrutura de remuneração não foi revista desde a década de 1990.

Do outro lado, a Tarifa Social enfrenta desafios de focalização: muitos beneficiários não cumprem os requisitos atualizados, enquanto famílias elegíveis ficam de fora. Essa distorção compromete a efetividade do subsídio e pressiona financeiramente o setor.

Mudanças propostas pela MP nº 1.300/2025

Segmentação e auditoria dos encargos nucleares

A MP determina a reavaliação dos custos repassados à CDE relacionados à geração nuclear, com possibilidade de revisão tarifária, auditoria regulatória e redirecionamento de receitas acessórias da Eletronuclear.

Revisão dos critérios da Tarifa Social

Propõe-se a atualização dos parâmetros de elegibilidade, com cruzamento automatizado de dados do CadÚnico, Receita Federal e INSS, visando maior precisão e controle de fraudes.

Teto de repasse fi CDE

Institui-se um limite anual para o repasse de recursos da CDE à cobertura dos encargos nucleares e da TSEE, exigindo avaliação de impacto orçamentário e social.

Criação de fundo setorial para a Tarifa Social

A MP autoriza a criação de um fundo separado, alimentado por parte dos dividendos da Eletrobras, para financiar exclusivamente a Tarifa Social, desvinculando-a gradualmente da CDE.

Transparência e participação social

Prevê-se a publicação anual de relatório detalhado sobre subsídios e encargos suportados pela CDE, com Análise de custo-benefício e consulta pública obrigatória.

Impactos técnicos, jurídicos e econômicos no segmento

As propostas da MP nº 1.300/2025, ao reformular a destinação dos encargos nucleares e revisar os critérios da Tarifa Social, produzem impactos de elevada complexidade técnica e jurídica. Do ponto de vista técnico, a segmentação dos custos nucleares e a criação de um fundo setorial exclusivo para a TSEE demandarão reconfigurações nos modelos tarifários atualmente em vigor, com reflexos sobre os processos de revisão e reajuste tarifário conduzidos pela ANEEL.

Sob o aspecto jurídico, a exigência de auditoria regulatória nos repasses à CDE e a limitação de aportes vinculados à geração nuclear alteram a dinâmica dos contratos de concessão e de prestação de serviço, gerando dúvidas quanto à compatibilidade com a legislação vigente, especialmente no tocante à Lei nº 10.848/2004 e ao regime de equilíbrio econômico-financeiro dos agentes.

Já do ponto de vista econômico, a proposta de desvincular a Tarifa Social da CDE pode contribuir para uma melhor focalização dos subsídios, mas também levanta questionamentos sobre a suficiência dos recursos provenientes de dividendos da Eletrobras. Além disso, o estabelecimento de tetos de repasse poderá comprometer a cobertura de encargos em contextos de crise energética ou aumento da elegibilidade social, impactando as distribuidoras e, indiretamente, os consumidores.

100%

Isenção para Baixa Renda

Famílias com renda per capita até meio salário-mínimo e consumo até 80 kWh/mês terão isenção total na conta de luz.

45%

Impacto na CDE

Estimativa de redução no orçamento da CDE com a criação do fundo setorial específico para a Tarifa Social.

30%

Aumento de Beneficiários

Projeção de crescimento no número de famílias atendidas pela Tarifa Social com os novos critérios.

Riscos de judicialização e incertezas

A proposta da MP, embora avance na racionalização de subsídios e encargos, apresenta vulnerabilidades que podem resultar em judicializações relevantes. A principal reside na mudança do fluxo de recursos para a CDE e na segmentação dos encargos nucleares, que poderá ser questionada por agentes do setor quanto à legalidade e segurança contratual. O redirecionamento de dividendos da Eletrobras para financiar políticas públicas específicas pode ser entendido como quebra da neutralidade econômica e gerador de litígios sobre destinação de receitas de sociedades de economia mista.

No caso da Tarifa Social, a atualização dos critérios de elegibilidade com base em cruzamento de dados fiscais e previdenciários suscita dúvidas quanto à proteção de dados pessoais e à compatibilidade com a LCPD. Adicionalmente, a exclusão de beneficiários antes contemplados poderá ensejar ações coletivas, sobretudo se não houver transparência nos filtros aplicados.

Ainda, a exigência de Análise de impacto social prévia para a fixação de limites ao repasse tarifário pode gerar impasses com os órgãos reguladores e entidades representativas de consumidores, sobretudo diante da ausência de metodologia clara na própria MP.

Considerações finais e alertas regulatórios

A Medida Provisória nº 1.300/2025 insere-se num esforço relevante de correção de assimetrias históricas no setor elétrico, propondo uma nova governança para encargos nucleares e subsídios sociais. No entanto, sua implementação requer atenção redobrada a aspectos jurídicos sensíveis, como a segurança regulatória, o respeito aos contratos de concessão e a garantia de modicidade tarifária com justiça social.

Registra-se como alerta regulatório a necessidade urgente de definição, por parte da ANEEL e do MME, de normativos infralegais complementares, que especifiquem os critérios técnicos de segmentação de encargos, os mecanismos de aferição da elegibilidade da TSEE e os fluxos contábeis de recursos oriundos de dividendos da Eletrobras.

Para os operadores do Direito e demais agentes do setor, é momento de atuar com protagonismo técnico e visão estratégica, contribuindo para a construção de soluções juridicamente sustentáveis, economicamente viáveis e socialmente justas.

Liquidação Financeira e Efeitos sobre a Conta de Desenvolvimento Energético

Denise Scoparo

Juliana Sobottka

Funcionamento Atual da Liquidação Financeira na CCEE e da CDE

A liquidação financeira na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apura mensalmente as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente consumida pelos agentes do mercado de curto prazo (MCP). O processo é baseado nas medições registradas e contratos firmados, utilizando como referência o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD - semanal). A CCEE coordena esse fluxo conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização aprovados pela ANEEL, nos termos da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial instituído pela Lei nº 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 7.891/2013, que objetiva custear políticas públicas do setor elétrico e garantir modicidade tarifária. Os recursos provêm de encargos incluídos nas faturas de energia de todos os consumidores (ACR e ACL). A CDE financia, entre outros, a tarifa social, compensações a distribuidoras em áreas remotas, programas de energia renovável e universalização do serviço. A CCEE, por delegação da ANEEL, é atualmente responsável pela sua gestão.

Liquidação Financeira na CCEE

- Apuração mensal das diferenças entre energia contratada e consumida;
- Baseada em medições registradas e contratos firmados;
- Utiliza o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) como referência;
- Segue Regras e Procedimentos de Comercialização aprovados pela ANEEL;
- Fundamentada na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

- Fundo setorial instituído pela Lei nº 10.438/2002;
- Regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013;
- Recursos provenientes de encargos nas faturas de energia;
- Financia tarifa social, compensações a distribuidoras, programas de energia renovável;
- Criada pela CCEE por delegação da ANEEL.

Fluxo Operacional CCEE

Registro de Contratos

Agentes registram contratos de compra e venda de energia na CCEE.

Medição

Coleta e validação dos dados de consumo e geração

Contabilização

Cálculo das diferenças entre contratado e realizado

Liquidação

Pagamentos e recebimentos no mercado de curto prazo

Mudanças Propostas pela MP nº 1.300/2025

Quanto à sistemática da liquidação financeira pela CCEE e à composição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Medida Provisória nº 1.300/2025 propõe alterações relevantes que impactam diretamente o equilíbrio econômico do setor. Primeiramente, está prevista a adoção de leilões financeiros com a finalidade de quitar os débitos acumulados no mercado de curto prazo, notadamente aqueles decorrentes da judicialização relacionada ao risco hidrológico no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Adicionalmente, a medida estabelece novas regras para o rateio da CDE, promovendo o redirecionamento de seus custos para os consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL), que passarão a contribuir com encargos que antes não lhes eram atribuídos. Dentre esses encargos, destaca-se a inclusão dos custos relativos à operação das usinas nucleares Angra 1 e 2.

Por fim, a MP prevê a ampliação da tarifa social, tanto em termos do público elegível quanto do volume de recursos destinados, implicando um aumento do montante repassado pela CDE para a manutenção desse benefício social.

Aspecto	Regime Atual	Proposta da MP nº 1.300/2025
Liquidação Financeira	Realizada mensalmente pela CCEE com base no PLD e contratos registrados	Mantida, mas com possibilidade de leilões financeiros para resolver passivos
Judicialização do MRE	Sem solução centralizada; gerou passivos bilionários	Permite securitização via leilão com descontos
Rateio da CDE	Rateado entre todos os consumidores, proporcional ao consumo	Aumenta participação do ACL; cria novas categorias de repasse
Tarifa Social	Financiada pela CDE com regras atuais de elegibilidade	Ampliação do público elegível e aumento dos repasses
Custeio das usinas nucleares	Custeio vinculado ao orçamento geral e parte da CDE	Encargo específico repassado via CDE aos consumidores do ACL

Impactos técnicos e operacionais da MPV 13.000/2025

a) Liquidação Financeira da CCEE

No que se refere à introdução de novos instrumentos e prazos no âmbito da liquidação financeira, a MP 1.300/2025 tende a aumentar significativamente a complexidade operacional do setor. Do ponto de vista técnico, essa alteração exigirá maior capacitação por parte dos agentes que atuam no mercado de energia elétrica, diante da necessidade de adaptação a novas dinâmicas e procedimentos de contabilização.

Do ponto de vista operacional, a proposta altera prazos tradicionalmente praticados na liquidação financeira, ao passo em que institui ciclos especiais voltados à securitização de créditos e débitos no mercado. Essa modificação impacta diretamente o planejamento dos agentes e demanda ajustes sistêmicos e processuais para garantir a correta execução das novas rotinas estabelecidas.

b) Redistribuição de Encargos Setoriais via CDE

Com a MP 1.300/2025, os encargos referentes à operação das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 passam a ser inseridos na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e, consequentemente, rateados também entre os consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Tecnicamente, essa medida implica a necessidade de reconfiguração dos módulos de rateio da CCEE, de modo a ajustar o perfil de cobrança e distribuição dos encargos entre os novos segmentos impactados.

Do ponto de vista operacional, a implementação exigirá a emissão de novas faturas com estruturas revisadas, além da necessidade de ajustes nos sistemas de backoffice das comercializadoras e adaptações nos processos contábeis internos, a fim de refletir corretamente os encargos nos demonstrativos financeiros dos agentes.

c) Ampliação da Tarifa Social

Com a ampliação da tarifa social proposta pela MP 1.300/2025, haverá um aumento expressivo no número de beneficiários e, consequentemente, nos subsídios financiados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Sob a ótica técnica, essa expansão impõe uma pressão adicional sobre os sistemas de tecnologia da informação das distribuidoras, que deverão gerenciar um volume significativamente maior de beneficiários com critérios de elegibilidade mais amplos.

No aspecto operacional, será necessário intensificar a frequência das atualizações cadastrais dos usuários e promover a integração eficiente com bases de dados sociais, como o Cadastro Único (CadÚnico), para garantir a correta aplicação dos benefícios tarifários e evitar fraudes ou inconsistências no sistema.

Impactos adicionais da MP 1.300/2025

d) Repactuação Judicial do CSF (MRE)

Medida Provisória 1.300/2025 propõe a criação de mecanismos específicos para quitação de passivos judiciais relacionados ao setor elétrico, especialmente os decorrentes da judicialização do risco hidrológico (MRE), por meio de leilões de desconto.

Do ponto de vista técnico, essa medida exigirá a integração entre os dados jurídicos e financeiros dos agentes, com garantia de rastreabilidade documental para assegurar a confiabilidade e a transparência do processo.

No campo operacional, será necessária a atuação de equipes multidisciplinares envolvendo jurídico, contabilidade e áreas técnicas para avaliar a viabilidade da adesão aos leilões, modelar os riscos associados à operação e conduzir adequadamente os procedimentos de desistência das ações judiciais envolvidas.

e) Risco de Inadimplência no ACL

A ampliação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a redistribuição dos encargos entre os consumidores, especialmente com a inclusão do mercado livre (ACL), trará implicações relevantes tanto no plano técnico quanto operacional.

Tecnicamente, haverá necessidade de reforço nos modelos de Análise de crédito e nas garantias exigidas nos contratos bilaterais, uma vez que o custo setorial se tornará mais imprevisível e potencialmente mais oneroso.

Do ponto de vista operacional, os agentes deverão redobrar a atenção na alocação dos riscos setoriais nos instrumentos contratuais, reavaliando cláusulas sobre repasse de encargos e eventuais mecanismos de reequilíbrio econômico- financeiro.

Complexidade Operacional

Aumento significativo na complexidade dos processos de liquidação financeira, exigindo maior capacitação dos agentes.

Integração de Dados

Intensificação da integração com bases de dados sociais e jurídicas para gestão da tarifa social e repactuação judicial.

Ajustes Sistêmicos

Necessidade de reconfiguração dos módulos de rateio da CCEE e adaptação dos sistemas de backoffice das comercializadoras.

Gestão de Riscos

Reforço nos modelos de Análise de crédito e garantias contratuais para mitigar riscos de inadimplência no ACL.

Temas passíveis de Judicialização com as mudanças da MPV 1300/2025

Tema	Risco Jurídico	Possível autor da ação	Tipo de questionamento
Segurança jurídica e confiança legítima	CF/88, art. 5º, inc. XXXVI	Consumidores e geradores	Inclusão de novos encargos sem transição
Onerosidade excessiva	Código Civil, arts. 317 e 478	Consumidores livres	Revisão/rescisão de contratos
Retroatividade indevida	CF/88, art. 150, III, "a" e "b"	Setores industriais	Recolhimentos retroativos de encargos
Inconstitucionalidade da MP	CF/88, art. 62	Associações, partidos, MPF	ADI por vício formal ou material
Regras dos leilões do CSF	Leis nº 10.848/04 e 13.203/15	Agentes do MRE	Critérios de cálculo e adesão
Rateio da CDE entre ACL e ACR	Decreto nº 7.891/13, atos da ANEEL	Grandes consumidores do ACL	Critérios de repartição dos encargos

Conclusão e Alertas Regulatórios

A Medida Provisória nº 1.300/2025 promove alterações estruturantes nos mecanismos de liquidação financeira da CCEE e no custeio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com impactos operacionais imediatos e alto potencial de judicialização. Ao propor a securitização de passivos via leilões financeiros, especialmente no contexto do CSF, a MP visa solucionar passivos antigos, mas sem garantir segurança jurídica plena quanto aos critérios de adesão e renúncia a direitos. A redistribuição dos encargos da CDE, agora com maior peso sobre o mercado livre (ACL), acende alertas quanto à previsibilidade regulatória e à constitucionalidade da medida, sobretudo por atingir contratos em vigor sem regime de transição claro.

Entre os principais riscos regulatórios estão:

- (i) aumento da inadimplência no ACL por pressão tarifária adicional;
- (ii) judicialização de contratos por onerosidade excessiva;
- (iii) incertezas sobre os parâmetros legais dos novos leilões; e
- (iv) instabilidade institucional diante da ampliação de obrigações sem consulta pública prévia. A ausência de regulamentação detalhada por parte da ANEEL e da CCEE intensifica a insegurança para agentes do setor. Diante desse cenário, é essencial que os consumidores e operadores adotem postura proativa, promovendo revisão contratual, reAnálise de riscos e participação ativa nas consultas regulatórias em curso, para mitigar impactos e preservar direitos.

Principais Riscos Regulatórios

- Aumento da inadimplência no ACL por pressão tarifária adicional;
- Judicialização de contratos por onerosidade excessiva;
- Incertezas sobre os parâmetros legais dos novos leilões;
- Instabilidade institucional diante da ampliação de obrigações sem consulta pública prévia.

Recomendações aos Agentes

- Promover revisão contratual preventiva
- Realizar reAnálise de riscos e exposições
- Participar ativamente das consultas regulatórias em curso
- Preparar-se para possíveis cenários de judicialização

Considerações Institucionais Finais

A Comissão de Energia da OAB/PR reafirma seu compromisso com o acompanhamento técnico e jurídico das transformações regulatórias do setor elétrico nacional. A Medida Provisória nº 1.300/2025 representa uma inflexão relevante nas bases de funcionamento do mercado livre e exige atenção redobrada de consumidores, agentes, advogados e reguladores.

Este boletim técnico foi concebido para oferecer uma Análise acessível, plural e fundamentada, somando-se aos esforços da sociedade civil organizada para contribuir com o aperfeiçoamento legislativo e regulatório do setor.

A Comissão permanecerá mobilizada, promovendo eventos, pareceres e novos boletins temáticos ao longo da tramitação da medida e de sua eventual conversão em lei.

Análise Técnica

Acompanhamento contínuo das transformações regulatórias do setor elétrico.

Eventos e Debates

Promoção de discussões técnicas sobre os impactos da MP 1.300/2025.

Pareceres e Boletins

Elaboração de materiais técnicos para orientação dos profissionais do setor.

Contribuição Legislativa

Participação ativa no processo de conversão da MP em lei.

Referências

ACÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Atos normativos e regulatórios vigentes. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

ACÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 876, de 31 de março de 2020. Estabelece os critérios para outorga e registro de empreendimentos de autoprodução. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

ACÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 1.029, de 22 de fevereiro de 2022. Estabelece procedimentos para registro e operacionalização de agentes no mercado de energia elétrica. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

ANEEL. Nota Técnica nº 032/2025-SCT/ANEEL. Avaliação dos impactos tarifários da ampliação da TSEE e alocação dos encargos nucleares.

BRASIL. Código Civil. Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 11 jan. 2002.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal, 1988.

BRASIL. Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990. Código de Defesa do Consumidor. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 12 set. 1990.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 10 jul. 1995.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 dez. 1996.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 29 abr. 2002.

BRASIL. Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Institui a Tarifa Social de Energia Elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 21 jan. 2010.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Altera dispositivos das Leis nos 10.848, de 2004, e 12.783, de 2013. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 9 dez. 2015.

BRASIL. Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018. Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD). Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 15 ago. 2018.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.300, de 7 de maio de 2025. Dispõe sobre medidas relativas

à autoprodução de energia elétrica, encargos setoriais e repactuação de passivos do mercado de curto prazo. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 maio 2025. Edição extra.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025. Dispõe sobre o aprimoramento dos subsídios tarifários e encargos setoriais. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 22 maio 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 ago. 2004.

BRASIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 24 jan. 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Regras e Procedimentos de Comercialização. São Paulo, SP: CCEE, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Regulamento de Comercialização. Versão vigente. São Paulo, SP: CCEE, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

ELETRONUCLEAR. Relatório de Encargos de Ceração Nuclear – Exercício de 2024. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 25 jun. 2025.

FÓRUM DE DEBATES REGULATÓRIOS DA OAB. Parecer Técnico nº 01/2025 – Comissão de Energia Elétrica. Brasília, 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Caderno Técnico: Encargos Setoriais e Subsídios Cruzados no Setor Elétrico. Brasília, 2023.

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL (Brasil). Recurso Extraordinário (RE) 638.115/MC. Relator: Min. Dias Toffoli. Julgado em: 19 fev. 2020. Disponível em: <https://www.stf.jus.br/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (Brasil). Acórdão nº 2.322/2023 – Plenário. Aponta inconsistências na gestão dos subsídios tarifários e recomenda revisão dos critérios de custeio da TSEE e encargos nucleares.



Boletim Técnico da Comissão de Energia da OAB/PR