

TAUIL | CHEQUER
MAYER | BROWN

NOVO GUIA DA REFORMA DO SETOR ELÉTRICO

Lei nº 15.269/2025

Em 25.11.2025 foi publicada a Lei nº 15.269/2025 ("Lei 15.269/25" ou Lei), que resulta da conversão da Medida Provisória nº 1.304/2025 (MP 1.304/25), incorporando, ainda, alguns temas da Medida Provisória nº 1.300/2025 (MP 1.300/25), bem como do Projeto de Lei nº 414/2021 da Modernização do Setor Elétrico. O diploma promove a abertura integral do mercado livre para consumidores de baixa tensão, introduz o Supridor de Última Instância (SUI) como salvaguarda operacional para os consumidores varejistas, redefine o regime de autoprodução por equiparação com critérios societários e de carga mais rigorosos, e reorganiza a arquitetura de encargos setoriais. A Lei também endereça passivos históricos, como o tratamento de cortes de geração de fontes eólica e solar (*curtailment*), e a repactuação do risco hidrológico (GSF), e atribui novas competências para Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com impactos diretos sobre monitoramento de mercado, penalidades e planejamento setorial.

A partir de 2026, o setor operará com novas regras de rateio de custos entre os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL, respectivamente), tetos e ajustes automáticos via CDE e ECR (conforme definidos adiante), e uma política estruturada de reserva de capacidade que integra tecnologias térmicas, hídricas, biomassa e sistemas de armazenamento por baterias, com critérios de elegibilidade e remuneração específicos.

O texto sancionado trouxe 22 vetos ao que foi aprovado no Congresso. Entre os principais pontos suprimidos estão: (i) compensação pelos cortes de geração de fontes eólica e solar por razão energética; (ii) restrição para novos arranjos de autoprodução apenas com usinas novas; (iii) obrigações de P&D e eficiência para comercializadoras; (iv) possibilidade de reenquadramento de usinas do ACL/ACR como MMGD; (v) uso do superávit do Fundo Social para infraestrutura de gás, entre outros.

Após a sanção com vetos, caberá ao Congresso Nacional deliberar sobre os vetos e concluir a tramitação, no prazo constitucional de 30 dias. Contudo, em razão do recesso legislativo, a conclusão ocorrerá apenas no início de fevereiro, quando o referido recesso se encerrar. A rejeição dos vetos exige o voto da maioria absoluta de Deputados e Senadores.

Nas páginas seguintes, destacamos os principais eixos de mudança, prazos de implementação, pontos de atenção regulatória e impactos práticos os agentes do setor elétrico, especialmente geradoras, distribuidoras, comercializadoras e consumidores.



SUMÁRIO

1.	ABERTURA DE MERCADO	4
2.	SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA – SUI	5
3.	AUTOPRODUÇÃO	6
4.	REALOCAÇÃO DE ENCARGOS SETORIAIS E NOVOS ENCARGOS	8
5.	CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE	11
6.	REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO	13
7.	TRATAMENTO PARA CORTES DE GERAÇÃO (CURTAILMENT)	14
8.	ARMAZENAMENTO	15
9.	PRORROGAÇÃO DE OUTORGAS DE UHES	16
10.	RESERVA DE CAPACIDADE	17
11.	NOVAS COMPETÊNCIAS DA ANEEL, CCEE E EPE	18
12.	DEMAIS TEMAS	19

1. ABERTURA DE MERCADO

A Lei prevê a abertura completa do mercado livre de energia elétrica para que os consumidores atendidos em baixa tensão possam escolher o seu fornecedor de energia elétrica livremente.

O cronograma de abertura do mercado já estava previsto na MP 1.300/25, mas a Lei trouxe a necessidade de atendimento prévio a requisitos como: (i) desenvolvimento e execução de plano de comunicação para conscientização dos consumidores quanto à opção de migração para o ACL; (ii) transparência tarifária com segregação de custos entre ACR e ACL; (iii) regulamentação para o SUI; (iv) elaboração de um produto padrão e do respectivo preço de referência; e (v) regulamentação do encargo de sobrecontratação/exposição involuntária das distribuidoras.

A abertura do mercado de energia elétrica será dividida em duas etapas:

- Até 24 meses a partir da entrada em vigor da Lei → Abertura para todos os consumidores industriais e comerciais.
- Até 36 meses a partir da entrada em vigor da Lei → Abertura para os demais consumidores.

CLASSIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES INDUSTRIALIS E COMERCIAIS:

Atualmente, a classificação adotada pela ANEEL, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL n° 1.000/2021, leva em consideração a atividade econômica da unidade consumidora, abrangendo diversas subclasses dentro das classes “industrial” e “comercial”.



A abertura do mercado impacta 90 milhões de unidades consumidoras, que são responsáveis por cerca de 60% da energia elétrica consumida no país.

Atualmente apenas os consumidores classificados como Grupo A podem migrar para o mercado livre de energia (em regra, consumidores com carga acima de 75 kW atendidos na alta ou média tensão, exceto os consumidores atendidos por sistema subterrâneo).



É possível que os critérios atualmente utilizados pela ANEEL para classificar as unidades consumidoras nas classes “industrial” e “comercial” não sejam os mesmos adotados para definir quem poderá migrar para o mercado livre de energia nos próximos 2 anos.

Caso esses critérios sejam mantidos, unidades classificadas como “rurais” ou “de serviços públicos” não estariam incluídas na migração para o mercado livre nos próximos 2 anos.

2. SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA – SUI

Como consequência da abertura de mercado, a Lei estabelece que o poder concedente deverá regulamentar o serviço de suprimento em última instância, inclusive no que se refere às condições econômicas e financeiras para a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade.

O SUI é um agente designado como responsável pelo fornecimento de energia elétrica, em caráter excepcional, aos consumidores que tenham sido descontratados pelo seu representante (agente varejista) inicialmente contratado.

A Lei determinou que, a critério do poder concedente, a atividade de SUI será exercida, com ou sem exclusividade, pelas distribuidoras de energia elétrica, conforme definido em regulamento. A indicação das distribuidoras como SUI reflete posicionamentos anteriormente defendidos pela ANEEL e CCEE.



O SUI é uma inovação no ordenamento jurídico brasileiro, uma vez que não existe um agente formalmente instituído para essa função.

Porém, já está presente em outros mercados, como o provedor de último recurso (*Provider of Last Resort - POLR*) nos Estados Unidos e de supridor de último recurso (*Supplier of Last Resort – SOLR*) na Europa.

PONTOS AINDA A SEREM REGULADOS, CONFORME A LEI

- Definição do responsável pela prestação do SUI
- Consumidores com direito a essa forma de suprimento
- Hipóteses de suprimento obrigatório
- Prazo máximo de suprimento
- Eventual utilização temporária de energia de reserva para esta forma de suprimento
- Eventual dispensa de lastro para contratação
- Forma de cálculo e alocação de custos
- Preço da tarifa a ser fixada pela ANEEL

3. AUTOPRODUÇÃO

REGRA ANTERIOR

Nos termos do art. 26 da Lei nº 11.488/2007, equipara-se a autoprodutor o consumidor que participe de sociedade de propósito específico (SPE) constituída para explorar a geração de energia elétrica, por meio de outorga de concessão ou autorização. A equiparação em questão é limitada à parcela da energia destinada ao consumo próprio ou a sua participação no empreendimento, o que for menor.

Não condicionava a qualificação do consumidor como autoprodutor equiparado à detenção de um percentual mínimo de participação do consumidor no capital social da SPE.

Podem ser equiparados a autoprodutores de energia elétrica os consumidores que participem do capital social da sociedade titular da outorga, ou de sociedade que detenha participação no capital social da sociedade titular da outorga, desde que cada unidade de consumo a que se destina a energia elétrica tenha demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW.

NOVA REGRA

Poderão ser equiparados a autoprodutores de energia elétrica apenas os consumidores com demanda contratada agregada igual ou superior a 30.000 kW, composta por uma ou mais unidades consumidoras com demanda individual ou superior a 3.000 kW, que: (i) participem, direta ou indiretamente, do capital social da sociedade titular da outorga; ou (ii) estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladores, controlados ou coligados, direta ou indiretamente, às empresas do item (i); em ambos casos, é observada a participação societária com direito a voto.

A identificação do acionista consumidor equiparado a autoprodutor e da respectiva participação na sociedade titular da outorga deve ser mantida atualizada, nos termos de regulamento da ANEEL.

Caso a SPE emita ações sem direito a voto que atribuam direitos econômicos em montante superior àqueles atribuídos pelas ações com direito a voto, a participação mínima exigida do grupo econômico de cada acionista, no capital social, direto ou indireto, da SPE não poderá ser inferior a 30% do capital social total dessa sociedade, ponderado pela proporção das ações com direito a voto do grupo econômico.

PONTO DE ATENÇÃO

Os limites de demanda contratada e o critério de participação mínima no capital social acima referidos não serão aplicáveis às unidades consumidoras que:

1

Tenham sido equiparadas à autoprodução, com contratos submetidos à CCEE, antes da publicação da Lei.

2

Integrem grupo econômico que detenha participação de 100% das ações representativas da pessoa jurídica titular da outorga.

3

Tenham submetido à CCEE, no prazo de 3 meses contados da data de publicação da Lei, contratos de compra e venda de ações ou quotas ou, contratos de outorga de opção de compra de ações ou quotas, (desde que o COD do empreendimento não tenha ocorrido antes da publicação da Lei nº 11.488/2007), sendo certo que deverão ser submetidas à CCEE, dentro do prazo de 36 meses a partir da celebração dos referidos contratos, a) alteração do contrato social protocolado na junta competente, junto com a comprovação de participação no grupo econômico, ou b) a averbação no livro de transferência de ações e a comprovação de participação no grupo econômico, demonstrando a efetiva transferência da participação societária.

**VISÃO TAUIL & CHEQUER ADVOGADOS
ASSOCIADO A MAYER BROWN**

Apesar da majoração do requisito de carga do consumidor, as demais alterações da Lei propiciarão o desenvolvimento de novas estruturas societárias para futuros projetos de autoprodução por equiparação, especialmente frente à possibilidade de equiparação de consumidores que estejam sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladores, controlados ou coligados da sociedade equiparada.

A Lei preserva o regime jurídico anterior para os autoprodutores com estruturas de autoprodução por equiparação que já tenham submetido os documentos societários e os respectivos contratos de compra e venda de energia elétrica (PPAs) na CCEE antes da publicação da Lei, estabelecendo um período de transição para preservação do regime jurídico anterior de 3 meses para assinatura e apresentação dos contratos de compra e venda de ações ou quotas na CCEE, além de prazo de 36 meses, após referida assinatura, para fechamento das transações.

É importante observar que foi vetado o dispositivo que restringia novos arranjos de autoprodução a projetos cuja operação comercial iniciasse após a publicação da norma.



4. REALOCAÇÃO DE ENCARGOS SETORIAIS E NOVOS ENCARGOS

A. SOBRECONTRATAÇÃO E EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS

REGRA ANTERIOR

As distribuidoras têm garantida a neutralidade em relação aos montantes reconhecidos como exposição e sobrecontratação involuntária, com repasse via tarifas dos consumidores cativos de cada concessionária.

NOVA REGRA

O encargo decorrente de sobrecontratação e exposição involuntária das distribuidoras será rateado via tarifas entre todos os consumidores, sejam eles cativos ou livres, proporcionalmente ao consumo de energia.

B. SUI

REGRA ANTERIOR

Não existente. A figura do SUI foi introduzida no setor elétrico brasileiro pela Lei.

NOVA REGRA

Os custos do SUI e os efeitos financeiros do déficit involuntário decorrente do atendimento aos consumidores com direito ao suprimento de última instância serão rateados entre os consumidores do ACL, mediante encargo tarifário, conforme será estipulado em regulamento.

C. EXTINÇÃO DO DESCONTO DE TUST E TUSD PARA CONSUMO

REGRA ANTERIOR

O art. 26 da Lei n° 9.427/1996 estabelece o desconto em percentual não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST e TUSD),

aplicáveis a empreendimentos hidrelétricos, de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incidindo na produção e no consumo.

Até a edição da Medida Provisória nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021 o desconto era atribuído de forma automática na outorga de empreendimentos que atendessem aos critérios técnicos estabelecidos na referida lei.

A Lei nº 14.120/2021 extinguiu o referido desconto, mas preservou o desconto para outorgas solicitadas até 1 de março 2022, sujeito ao cumprimento de determinados requisitos.

NOVA REGRA

Primeiramente, importante ressaltar que a Lei flexibilizou substancialmente a extinção do desconto para o consumo. A MP 1.300/2025 estabelecia que o desconto na TUST/TUSD na parcela de consumo seriam preservados somente até o término do contrato de comercialização de energia elétrica com montantes registrados na CCEE até 31/12/2025. A Lei não manteve este critério e determinou que o desconto não será aplicável aos (i) novos consumidores que migrarem para o mercado livre após a sua publicação; e (ii) consumidores já migrados que ampliarem o montante de uso dos sistemas de distribuição e transmissão após a entrada em vigor da Lei, sendo que o desconto permanece sendo aplicado em relação ao montante já contratado na referida data.

As outorgas de geração de energia elétrica que obtiveram, nos termos da Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024, a prorrogação de 36 meses para início da operação comercial para fruição do desconto na TUST/TUSD poderão, a pedido do empreendedor, formulado em até 30 dias

contados da publicação da Lei, ser revogadas pela ANEEL sem a aplicação de quaisquer penalidades ou sanções, desde que não haja Contrato de Uso de Sistema de Transmissão/Distribuição (CUST/D) assinado. Nesses casos, a garantia de fiel cumprimento poderá ser executada.

Os empreendimentos que solicitaram a prorrogação a prorrogação de 36 meses para início da operação comercial para fruição dos descontos na TUST/TUSD nos termos da Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024, que tenham CUST assinado e cuja energia não tenha sido comercializada no ACR, poderão ajustar livremente, e de forma não onerosa, o início de execução de seu CUST, respeitando o prazo prorrogado de entrada em operação dos empreendimentos definidos em suas outorgas. Para aqueles empreendimentos cujos CUSTs tenham sido firmados sem Garantia Prévia para Celebração do CUST (GPC), a postergação será realizada mediante apresentação da referida garantia, nos termos da regulação aplicável. Referido dispositivo legal altera o tratamento excepcional para os CUSTs dos referidos empreendimentos previstos na Resolução Normativa ANEEL nº 1.128/2025, garantindo a isenção do pagamento do encargo mensal progressivo para a prorrogação do início da execução dos CUSTs.

Por fim, os descontos na TUST/TUSD de empreendimentos beneficiados passam a ser aplicáveis às usinas desde a emissão de suas outorgas, deixando de ser aplicados na hipótese de descumprimento do prazo de 48 meses contados da data da outorga para início de operação em teste de todas as unidades geradoras do respectivo empreendimento, quando cabível. A regra anterior previa a aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial da última unidade geradora do empreendimento dentro do prazo estabelecido na outorga e na regulação.

D. ENCARGO DE COMPLEMENTO DE RECURSOS ("ECR") PARA A CDE

REGRA ANTERIOR

Não havia previsão de ECR anteriormente.

NOVA REGRA

Novo encargo destinado a cobrir a diferença entre o valor orçado e o limite do teto por item de despesa da CDE (vide item 5 abaixo sobre o teto da CDE). O pagamento do ECR será operacionalizado por meio da redução de cada benefício custeado pela CDE, na proporção da diferença entre o valor orçamento e o teto do referido item de despesa, conforme regulação da ANEEL. O ECR entra em vigor com o Orçamento 2027 e atua como mecanismo de ajuste automático vinculado ao teto.

E. ENCARGO DE RESERVA DE CAPACIDADE ("ERCAP")

REGRA ANTERIOR

Rateio de custos entre todos os usuários finais do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo distribuidoras, consumidores no ACL, autoprodutores (na parcela adquirida), na proporção do consumo, bem como geradores com perfil de consumo, na proporção da geração.

NOVA REGRA

(i) O poder concedente pode incorporar o perfil de carga como critério adicional de rateio; (ii) sistemas de armazenamento por baterias contratados como reserva de capacidade terão custos rateados apenas entre geradores, segundo regulação da ANEEL; e (iii) os empreendimentos que requererem acesso aos sistemas de transmissão ou distribuição após a publicação da Lei ficam sujeitos a custear a reserva de

capacidade na proporção da energia gerada, enquanto não cumprirem requisitos técnicos (controle, flexibilidade, armazenamento) estabelecidos pela ANEEL.

F. ENCARGO DO SERVIÇO DE SISTEMA (ESS)

REGRA ANTERIOR

Não havia previsão expressa para cobertura de indisponibilidade externa, referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas.

Ainda, previa a cobertura de reserva de potência operativa disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma

NOVA REGRA

A Lei inclui a cobertura via ESS dos custos referentes a: (i) reserva de potência operativa (serviço anciliar) disponibilizada por “instalações de energia”, para atendimento a requisitos de inércia, regulação de frequência e capacidade de partida autônoma; (ii) indisponibilidade externa por eventos de indisponibilidade em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjunto de usinas (i.e., compensação por cortes de geração por atendimentos a requisitos de confiabilidade elétrica da operação – vide item 7 para maiores informações sobre a compensação por cortes de geração).

G. NOVA OBRIGAÇÃO INTRASSETORIAL PARA COMERCIALIZADORAS

REGRA ANTERIOR

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) não era devida pelas comercializadoras de energia elétrica.

NOVA REGRA

A TFSEE passa a ser devida para as comercializadoras, que será correspondente a 0,4% da receita de energia vendida ao consumidor final.

H. GERADORES EÓLICOS E SOLARES - INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO EM P&D

REGRA ANTERIOR

Projetos renováveis eólicos e solares, bem como empreendimentos de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, não estavam sujeitos à obrigatoriedade de investimento em P&D.

NOVA REGRA

Projetos eólicos e solares que solicitarem outorga a partir de 01 de janeiro de 2026 passam a ser obrigados a investir anualmente, no mínimo, 1% da sua ROL em P&D. Mantém-se a isenção de aporte para empreendimentos de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Foi vetado o dispositivo legal que previa a destinação de 0,5% da ROL das comercializadoras para P&D e 0,5% a programas de eficiência energética.



5. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

A CDE é reconfigurada em três dimensões: (i) teto de arrecadação a partir de 2027, com a criação de encargo complementar para cumprimento do teto (vide item 4.d acima); (ii) diferenciação do custo por nível de tensão a partir de 2026; e (iii) custeio provisório da MMGD.

A. TETO DA CDE (A PARTIR DE 2027)

- Para conter o impacto do aumento da CDE nas tarifas dos consumidores, a Lei limita, a partir de 2027, a arrecadação da CDE à soma de: (i) determinadas despesas previstas em lei¹; e (ii) o valor de cada uma das demais rubricas consideradas no Orçamento 2025, atualizado pelo IPCA.
- Se o teto for ultrapassado, será complementado via ECR (vide item 4.d acima), com redução proporcional dos benefícios custeados pela CDE entre os respectivos beneficiários, ou seja, os consumidores titulares de GD II e GD III, e os geradores, os autoprodutores e os consumidores do ACL que vendem/adquirem energia incentivada, nos termos a serem regulados pela ANEEL.

B. RATEIO DAS QUOTAS ANUAIS DA CDE

- A partir de 1º/01/2026, o custo por MWh das quotas anuais da CDE passará a ser diferenciado da seguinte forma por nível de tensão: (i) ≥ 69 kV pagam 50% do custo aplicado aos consumidores em $< 2,3$ kV; (ii) $\geq 2,3$ kV e < 69 kV pagam 80% do custo de $< 2,3$ kV.

C. MMGD

- A CDE continua custeando temporariamente componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, na energia compensada, referente à GD II e GD III, mas passa a ser rateada entre consumidores cativos e livres, observando-se o teto e a proporcionalidade de redução de benefícios quando o limite for ultrapassado.
- Adicionalmente, foi vetado o dispositivo que previa a obrigação da CDE prover recursos para compensar os benefícios tarifários associados ao SCEE, o que incluiria o custeio dos benefícios tarifários da GD 0 e GD I na CDE (e que atualmente não são cobertos pela CDE e que são repassados diretamente nas tarifas das distribuidoras).

¹ (i) Universalização do serviço de energia elétrica; (ii) subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); (iv) administração da CDE, CCC e Reserva Global de Reversão (RGR); (v) eletrificação rural; (vi) distribuidora de pequeno porte; e (vii) irrigação e agricultura.



QUADRO-RESUMO

Encargos Setoriais

ENCARGO	QUEM PAGA	CRITÉRIO DO RATEIO OU CÁLCULO DO ENCARGO	OBSERVAÇÕES
Sobrecontratação/exposição	Consumidores do ACR/ACL	Proporção do consumo	Novo encargo para consumidores livres
SUI	Consumidores do ACL	Proporção do consumo	Novo encargo para consumidores livres
ECR	Determinados beneficiários da CDE – i.e., consumidores titulares de GD II e GD III e geradores, autoprodutores e consumidores livres que geram/adquirem energia incentivada – que tiverem teto orçamentário de 2025 ultrapassado em qualquer ano a partir de 2027	Redução do benefício na proporção que ultrapassar o teto orçamentário referente aquele determinado benefício	Novo encargo a partir de 2027 para beneficiários da CDE, para conter o impacto da escalada da CDE em relação a determinados beneficiários
ERCAP	Distribuidoras; consumidor do ACL; autoprodutores na parcela da energia adquirida; geradores em casos específicos previstos em lei	Proporção do consumo e da geração, conforme aplicável. Perfil de carga do consumo pode ser critério adicional definido em regulação. Custo de contratação de bateria como reserva de capacidade será rateado apenas entre geradores.	Novo encargo para geradores (custo de contratação de reserva de capacidade de baterias ou em caso de desconformidade de controle, flexibilidade e armazenamento) e novo critério de rateio para consumidores (conforme perfil de carga)
ESS	Agentes com medição de consumo na CCEE	Proporção do consumo sujeito ao encargo	Nova cobertura para remuneração de determinados serviços auxiliares e para compensação por cortes de geração (<i>curtailment</i>)
TFSEE	Geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras	0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo agente	Novo encargo para comercializadoras
P&D	Transmissoras e geradores (UHEs, UTEs, EOL e UFV)	1% de sua receita operacional líquida	Novo encargo para geradores eólicos e solares que solicitarem outorgas a partir de 1º de janeiro de 2026
CDE	Consumidores do ACR/ACL, exceto o consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica	Rateio das quotas da CDE por Nível de Tensão a partir de 01/01/2026: (i) ≥ 69 kV pagam 50% do custo aplicado aos consumidores em $< 2,3$ kV; (ii) $\geq 2,3$ kV e < 69 kV pagam 80% do custo de $< 2,3$ kV	Teto de arrecadação de 2025 a partir de 2027, com a criação do ECR a ser cobrado se o teto for ultrapassado Consumidores do ACL passam a arcar com os subsídios relacionados à GD II e GD III

6. REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO

A repactuação do risco hidrológico será limitada a até 12 meses da entrada em vigor da Lei.

Os montantes financeiros não pagos no MCP, decorrentes de ações judiciais sobre o risco hidrológico, serão passíveis de negociação por meio de mecanismo concorrencial, dos quais poderão participar os agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE:

- 1** Gerador beneficiado por liminar deve apresentar pedido à CCEE, comprovando a desistência da ação¹
- 2** Serão negociados títulos, cujo valor de face representará os montantes não pagos na liquidação do MCP²
- 3** A CCEE é a responsável por realizar o mecanismo concorrencial e poderá realizá-lo mais de uma vez se necessário
- 4** Os vencedores deverão pagar o lance na liquidação imediatamente posterior à realização do mecanismo concorrencial
- 5** O valor será usado para quitar MCP e, se houver excedente, repassado à CDE.
- 6** O valor de face do título garantirá ao vencedor compensação por meio da extensão do prazo da outorga por até 7 anos.

¹ O pedido apresentado pelo gerador à CCEE comprovando a desistência da ação pode ter eficácia condicionada à completa liquidação dos valores por meio do mecanismo concorrencial.

² A somatória dos títulos resultará na totalidade dos valores não pagos no âmbito do MCP.

O mecanismo de composição de passivos do GSF já teve implementação prática durante a vigência da MP 1.300/25, em agosto, com a realização, pela CCEE, de leilões e liquidações extraordinárias que reduziram o passivo e recompuseram a liquidez no mercado de curto prazo.

Segundo a CCEE, foi realizada a liquidação de aproximadamente R\$ 1,34 bilhão e a contratação de cerca de R\$ 793 milhões voltados à redução do passivo do GSF.

Como os passivos do GSF ainda não foram zerados, novo mecanismo concorrencial poderá ocorrer em até 12 meses da entrada em vigor da Lei.

7. TRATAMENTO PARA CORTES DE GERAÇÃO (CURTAILMENT)



A Lei detalha o tratamento para os cortes de geração (*curtailment*) de usinas eólicas e solares fotovoltaicas conectadas ao SIN, para o período entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025 (data da entrada em vigor da Lei). Serão compensados os custos decorrentes dos cortes de geração relativos à indisponibilidade externa (compensação já prevista em regulação) e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação (nova compensação ainda não regulada), mas não serão compensados os cortes por razão energética (i.e., por ausência de demanda).



Em relação à compensação dos cortes de geração por atendimentos a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, a Lei prevê que não serão compensados os referidos cortes (a) quando os documentos de acesso dos geradores ao sistema indicarem a possibilidade de restrições; e (b) quando os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão. Considerando que esta regra foi inserida no artigo que trata da cobertura do ESS, pode-se interpretar que essa compensação se refere tanto ao período pretérito referido no item acima como também ao período futuro, ou seja, os cortes de geração por confiabilidade podem ser compensados desde que os documentos de acesso não tenham indicado a possibilidade de restrições e os geradores estiverem operando em conformidade com os requisitos técnicos para conexão ao sistema de transmissão.



A Lei não dirime controvérsias relacionadas à classificação dos eventos de restrição pelo ONS e nem prevê alterações na metodologia de cálculo das compensações devidas.



A Lei prevê que o ONS deverá apurar os montantes dos cortes de geração a serem compensados, enviando-os à CCEE. Por sua vez, a CCEE calculará os resarcimentos, com atualização monetária com base no IPCA desde a data do corte até seu efetivo pagamento.



Para receber a compensação, o agente deverá assinar um termo de compromisso com o poder concedente, no qual o agente renunciará ao direito sobre o qual se funda eventuais ações judiciais sobre referidos cortes compensados, sendo as partes eximidas do pagamento de honorários de sucumbência.



A Lei não definiu o prazo para a divulgação dos valores pelo ONS e pela CCEE, nem para a posterior assinatura do termo de compromisso e pagamento da compensação aos agentes.

8. ARMAZENAMENTO

- A ANEEL passa a regular e fiscalizar o armazenamento de energia elétrica como atividade setorial.
- A regulamentação poderá envolver a operação autônoma ou integrada às outorgas de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A prestação pode abranger múltiplos serviços ao sistema (flexibilidade, potência, serviços anciliares, comercialização de energia), respeitadas as vedações aplicáveis a cada agente.
- A ANEEL também deverá regular, fiscalizar e estabelecer regras de remuneração e acesso para implantação e operação de sistemas de armazenamento conectados ao SIN ou a Sistemas Isolados, quando usados por geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores, consumidores ou outros agentes do setor.

LICITAÇÃO

A Lei determina que os sistemas de armazenamento de energia elétrica, exceto usinas hidrelétricas reversíveis, cujos estudos de planejamento indiquem a necessidade de serem localizados na Rede Básica, deverão ser licitados nos termos aplicáveis a instalações de transmissão.

ENCARGO E RATEIO DE CUSTOS

Especificamente para sistemas de armazenamento na forma de baterias, a Lei determina que o rateio da contratação de reserva de capacidade recaia apenas sobre os geradores, conforme regulamentação da ANEEL.

INTEGRAÇÃO COM TÉRMICAS E REQUISITOS MÍNIMOS

O Poder Executivo poderá estabelecer requisitos de controle, flexibilidade e armazenamento como condição para contratações de reserva de capacidade de carvão mineral. Também poderá exigir que usinas possuam capacidade de armazenar até 5% da inflexibilidade diária média.

SOLAR COM ARMAZENAMENTO QUÍMICO

Sistemas de geração solar habilitados no REIDI (incluindo MMGD) devem prever armazenamento químico de energia, nos termos do regulamento.



INCENTIVOS FISCAIS

Projetos de sistemas de armazenamento de energia (incluindo BESS) passam a integrar o REIDI, com renúncia fiscal limitada a R\$ 1 bilhão por exercício entre 2026 e 2030, sob gestão do MME.

O Poder Executivo também poderá reduzir a zero a alíquota do Imposto de Importação aplicável aos BESS e componentes.

PONTO DE ATENÇÃO

Apesar do texto da lei dispor que o benefício do REIDI de PIS/COFINS vigorará entre 2026 e 2030, o PIS/COFINS será integralmente substituído pela Contribuição de Bens e Serviços (CBS) a partir de 1º de janeiro de 2027.

9. PRORROGAÇÃO DE OUTORGAS DE UHES

REGRA ANTERIOR

Desde a MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, vigorou o regime de cotas, em que a garantia física das usinas prorrogadas ou licitadas por esse regime não era comercializada livremente no mercado, mas sim alocada compulsoriamente às distribuidoras de energia elétrica do SIN na proporção de seus mercados. Nesse regime, as usinas fazem jus à Receita Anual de Geração (RAG), dissociadas do preço de mercado da energia, mas que visava remunerar principalmente os custos com a operação e manutenção da usina.

NOVA REGRA

A Lei consolida e aprofunda os critérios para a prorrogação de outorgas de UHEs, criando uma alternativa ao regime de cotas.

- **UHEs > 50 MW (outorgadas antes de 11/12/2003):** o poder concedente poderá, caso a caso, optar por prorrogar (com condições obrigatórias) ou licitar.
- **Aproveitamentos entre 5 MW e 50 MW:** admite-se prorrogação onerosa desde que a outorga esteja vigente na data de publicação e ainda não tenha sido prorrogada nos termos do próprio artigo.
- **Regime de cotas:** deixa de ser obrigatório para usinas outorgadas antes de 11/12/2003; admite-se renovação ou licitação fora do regime de cotas com prazo de até 30 anos.

CONDIÇÕES OBRIGATÓRIAS PARA PRORROGAÇÃO (UHES > 50 MW)

- **Pagamento de:**
 - 50% do valor estimado da concessão destinado à CDE; e
 - 50% do valor estimado da concessão ao poder concedente (esse valor também será destinado à CDE nos casos de prorrogações ou licitações de outorgas com vencimento até 31/12/2032).
- **Regime de exploração:** adoção do regime de Produção Independente de Energia Elétrica (PIE).
- **Risco hidrológico:** assunção integral pelo concessionário; vedada repactuação após a prorrogação.
- **Garantia física:** recálculo da GF, com validade a partir da data de início da prorrogação da outorga, sem limite de variação em relação à garantia física anteriormente vigente, mas sujeito às com revisões periódicas.
- **Prazo de prorrogação:** até 30 anos.
- **Comercialização:** assegurada a venda em ACR e ACL; o Poder Executivo poderá exigir percentual mínimo ao ACR.



PONTO PARA ACOMPANHAMENTO

Definição de metodologia do cálculo do valor estimado da concessão.

O pipeline atual contabiliza 21 processos de prorrogação em análise na ANEEL e 5 no MME com recomendação de renovação ou rellicitação.

10. RESERVA DE CAPACIDADE

A Lei traz novas regras para contratações específicas referentes à reserva de capacidade, sendo elas:

A. CARVÃO MINERAL NACIONAL:

- Contratação até 2040 contemplando: (i) térmicas com CCEAR vigente em 31/12/2022 e previsão de término não superior a 31/12/2028; ou (ii) usinas alcançadas pelo inciso V do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão estipulado em contratos vigentes em 31/12/2022.
- Inflexibilidade anualizada compatível com o consumo mínimo de carvão; receitas fixa/variável referenciadas ao CVU teto do Leilão A-6/2019, com atualização e regras de reajuste aplicáveis.
- Requisitos de controle, flexibilidade e armazenamento (até 5% da inflexibilidade diária média); em caso de não conformidade com tais requisitos, o agente deverá custear a contratação da reserva de capacidade na proporção da energia gerada, conforme regulamento da ANEEL.

B. PCHS E BIOMASSA:

- Contratação por reserva de capacidade de até 4.900 MW de hidrelétricas ≤50 MW, pelo prazo de 25 anos, ao preço máximo referenciado ao Leilão A-6/2019 corrigido até a data de publicação do edital específico pelo IPCA. A contratação também observará divisão regional definida em lei.
- Para tanto, até o primeiro semestre de 2026, deve ser realizado leilão reserva de capacidade de até 3.000 MW de hidrelétricas ≤50 MW, com o limite de 1.000 MW para cada produto prevendo início de suprimento em 2032, 2033 e 2034 (produtos não contemplados nos 1º e 2º LRCAPs de 2026).
- Contratação adicional de 3.000 MW de térmicas a biomassa por reserva de capacidade por 25 anos.

C. ARMAZENAMENTO POR BATERIAS:

- Quando contratados para reserva de capacidade, os custos são rateados apenas entre geradores.
- Estudos de planejamento que indiquem sistemas na rede básica devem definir localização e condições técnicas, com licitação específica.

D. HORÁRIO DE PICO

- A ANEEL estabelecerá mecanismo competitivo para incentivar a geração de energia e a resposta do consumo nos horários de maior demanda do sistema elétrico, custeado pelo ERCAP, sujeito a regulamentação quanto às usinas de geração e consumidores elegíveis à participação, forma, prazos e penalidades, além da remuneração base e adicional para reversíveis.

11. NOVAS COMPETÊNCIAS DA ANEEL, CCEE E EPE

As mudanças nas competências da ANEEL e EPE são novidades na Lei em relação à MP 1.300, quais sejam:

A. ANEEL

- I. **Armazenamento:** competência expressa para regular, fiscalizar e definir regras de remuneração e acesso (SIN e sistemas isolados), inclusive operação autônoma ou integrada à outorga, com prestação de múltiplos serviços (flexibilidade, potência, serviços anciliares e comercialização).
- II. **Multas administrativas:** aumento do limite por infração de 2% para 3% do faturamento ou do valor estimado da energia produzida/consumida dos últimos 12 meses.

B. EPE

- I. **Prioridade de planejamento:** interligação Manaus–Porto Velho como empreendimento prioritário nos estudos e na licitação.
- II. **Armazenamento hidráulico:** autorizada a realizar atividades para concepção de sistemas de armazenamento hidráulico e, a critério do Executivo, promover atos necessários para obtenção de licença prévia, declaração de disponibilidade hídrica e demais atos administrativos para viabilizar as licitações de tais sistemas.

Por sua vez, as disposições relativas à CCEE já haviam sido endereçadas na MP 1.300/25, sendo elas:

C. CCEE

- I. **Monitoramento da CCEE:** A Lei mantém as atribuições da CCEE, mas inclui, expressamente, o monitoramento dos associados e das operações do mercado de energia elétrica, com a possibilidade de instaurar processos sancionadores, cujos procedimentos serão aprovados pela ANEEL. Destaca ainda que a pessoa natural ou jurídica contratada pela CCEE para gestão ou supervisão do monitoramento é diretamente responsável, civil e administrativamente, por prejuízos decorrentes de atos com dolo ou culpa grave, sem prejuízo de responsabilidade penal e subsidiária da CCEE. A CCEE poderá, ainda, participar em outros mercados de energia ou prestar outros serviços, incluídas a gestão de garantias de contratos de compra e venda no ACL, a gestão de registros e a certificação de energia. Adicionalmente, a Lei altera a denominação da CCEE para Câmara de Comercialização de Energia, antecipando sua possível atuação nos mercados de gás, biocombustíveis e hidrogênio.
- II. **Responsabilidade dos Administradores dos Agentes Setoriais:** Os administradores dos agentes setoriais passam a ser diretamente responsáveis, civil e administrativamente, por prejuízos decorrentes de atos com dolo ou culpa grave, ou que infrinjam normas legais, regulamentares ou estatutárias, sem prejuízo de responsabilidade penal e subsidiária da pessoa jurídica representada.

12. DEMAIS TEMAS

A. FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA

- Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações no mercado de curto prazo, serão adotados intervalos de tempo previamente estabelecidos e preços capazes de refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, considerando, inclusive, os seguintes aspectos: (i) os elementos para a operação e o planejamento do SIN, (ii) o MRE, (iii) o tratamento dos serviços auxiliares de energia elétrica; e (iv) os limites de preços mínimo e máximo.

B. ATENDIMENTO AO SISTEMA ISOLADO

- Os PPAs lastreados por termelétricas cujas despesas de transporte de gás natural são reembolsáveis pela CCC, terão prazo de 12 meses contados a partir da previsão do poder concedente para entrada em operação de solução de suprimento que dispense o despacho termelétrico local.
- Caso haja alteração na tarifa de transporte de gás natural, o preço dos respectivos PPAs deverão ser reduzidos.

C. DESCOMISSIONAMENTO ANTECIPADO DE USINAS A CARVÃO

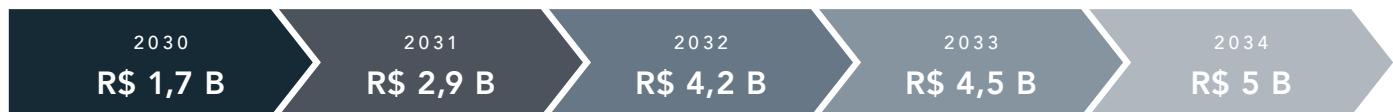
- Usinas termelétricas a carvão nacional ou importado poderão antecipar seu descomissionamento sem ônus. Para tanto, deverão solicitar o descomissionamento à ANEEL com antecedência mínima de seis meses da data pretendida. Caso a usina possua contratos regulados vigentes, a ANEEL deverá viabilizar o distrato, reconhecendo também a exposição involuntária das distribuidoras se necessário.

D. MERCADO DE GÁS NATURAL

- Maximização do Gás: O CNPE deverá (i) estabelecer diretrizes (e metas, quando aplicáveis) para programas específicos, incluídos os de uso de gás natural; (ii) estabelecer diretrizes para maximizar o aproveitamento da produção nacional de gás natural; e definir limites de reinjeção para os blocos que venham a ser objeto de concessão ou partilha de produção.
- Competências da PPSA: A PPSA poderá (i) contratar agente comercializador, com transferência de posse/propriedade do gás e derivados; e (ii) acordar com o comercializador a transferência do gás da União diretamente da Petrobras ao usuário final. Quando a Petrobras for contratada como agente comercializador, admite-se a transferência da propriedade/posse antes do escoamento e reaquisição após o processamento

E. INCENTIVOS FISCAIS PARA HIDROGÊNIO

- Os créditos fiscais estabelecidos na Lei nº 14.990/24 (Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono - PHBC) passam a vigorar conforme abaixo:



- Tal crédito fiscal somente poderá ser concedido para as operações de comercialização de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados produzidos no território nacional ocorridas no período de 1º de janeiro de 2030 a 31 de dezembro de 2034.

AUTORES



SÓCIA
DÉBORA YANASSE
DYANASSE@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 4276



SÓCIO
BRUNO SALZANO
BSALZANO@MAYERBROWN.COM
+55 11 2504 4293



SÓCIO
DIEGO MIGUITA
DMIGUITA@MAYERBROWN.COM
+55 11 2504 4250



SÓCIO
TIAGO DO MONTE MACEDO
TMACEDO@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 4268



ASSOCIADA
LUISA TORTOLANO
LTORTOLANO@MAYERBROWN.COM
+55 11 2504 4630



ASSOCIADO
RAPHAEL FURTADO
RFURTADO@MAYERBROWN.COM
+55 11 2504 4607



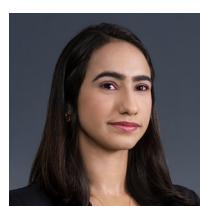
ASSOCIADA
JULIA BRAGA RIBEIRO
JBRAGA@MAYERBROWN.COM
+55 11 2504 4698



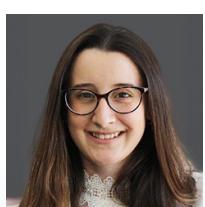
ASSOCIADO
JOÃO MARCELO RODRIGUES
JRODRIGUES@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 4234



ASSOCIADO
GUILHERME GALIAZZI
GGALIAZZI@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 1645



ASSOCIADA
REBECA LIARENO
RLIARENO@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 1624



ASSOCIADA
CAROLINA NUNES
CNUNES@MAYERBROWN.COM
+55 21 2127 1691

BRASÍLIA

SCS QUADRA 9, BLOCO A, TORRE B,
ED. PARQUE CIDADE CORPORATE,
SALAS 503/504
BRASÍLIA - DF
70308-200
T + 55 61 3221 4310
F + 55 61 3221 4311

TAUIL & CHEQUER ADVOGADOS ASSOCIADO A MAYER BROWN

RIO DE JANEIRO

AV. OSCAR NIEMEYER, 2.000
AQWA CORPORATE, 15º ANDAR
RIO DE JANEIRO - RJ
20220-297

T +55 21 2127 4210
F + 55 21 2127 4211

O Tauil & Chequer Advogados associado a Mayer Brown firmou sua identidade full-service ao longo dos anos oferecendo expertise e atendimento nas principais áreas do direito empresarial. O escritório une o amplo conhecimento do mercado local à uma plataforma global para assessorar seus clientes em questões multijurisdicionais, desde transações cotidianas até operações sofisticadas. A combinação entre conhecimento jurídico e de negócios permite que o escritório seja reconhecido pelos clientes como um parceiro estratégico com instinto comercial, que antecipa desafios e entrega soluções jurídicas inovadoras. Para nortear o trabalho de suas equipes e o desenvolvimento contínuo, o escritório possui um olhar atento para a sociedade e o meio ambiente.

SÃO PAULO

AV. PRESIDENTE JUSCELINO
KUBITSCHEK, 1.455
6º ANDAR
SÃO PAULO - SP
04543-011

T +55 11 2504 4210
F +55 11 2504 4211

© 2025 Tauil & Chequer Advogados associado a Mayer Brown. Todos os direitos reservados.

VITÓRIA

AV. NOSSA SENHORA DOS
NAVEGANTES, 451
17º ANDAR, CONJ 1703
VITÓRIA - ES
29050-335

T +55 27 2123 0777
F + 55 27 2123 0780

TAUIL | CHEQUER

MAYER | BROWN

mayerbrown.com | tauilchequer.com.br

Américas | Ásia | EMEA