

A MODERNIZAÇÃO DO **MARCO** **REGULATÓRIO DO** **SETOR ELÉTRICO**

LEI Nº 15.269/2025

DEMAREST



DO CONGRESSO NACIONAL À REGULAÇÃO: O FUTURO DO SETOR ELÉTRICO E ENERGÉTICO BRASILEIRO COM A LEI Nº 15.269/2025

Em 21 de maio de 2025, foi publicada a Medida Provisória (“MP”) nº 1.300, com a proposta de modernização do marco regulatório do setor elétrico, trazendo uma série de medidas com o potencial de alterar substancialmente as operações e o desenho do mercado de energia, bem como sua estrutura e governança. Naquela oportunidade, o Demarest preparou um e-book (**Medida Provisória de Reforma do Setor Elétrico**) com um panorama geral da reforma pretendida e o contexto histórico dos temas que ela aborda.

Menos de dois meses depois, em 11 de julho de 2025, foi publicada a MP 1.304/2025. Apesar de ser mais ‘enxuta’, ela trouxe medidas estruturais com significativo potencial de impacto para o setor. A principal delas se refere à criação de um teto global para a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), com vigência a partir do exercício de 2027, utilizando como referência o orçamento a ser aprovado para 2026.

O excedente do teto, a partir de 2027, passaria a ser custeado por meio de um novo encargo: o Encargo de Complemento de Recursos (“ECR”), que seria custeado pelos próprios beneficiários da conta, com exceção expressa de alguns beneficiários (especialmente aqueles de caráter social).

Ocorre que, durante sua tramitação no Congresso Nacional, a MP nº 1.300/2025 foi substancialmente esvaziada e convertida na Lei nº 15.235/2025, publicada em 9 de outubro de 2025. Originalmente, a MP nº 1.300/2025 tratava de temas como a tarifa social, abertura de mercado, criação do supridor de última instância, autoprodução, e os passivos judiciais do GSF. Após ser convertida em lei, no entanto, a norma passou a tratar basicamente da tarifa social, do rateio de custos de Angra 1 e 2 e da repactuação de parcelas vincendas do Uso do Bem Público (“UBP”).

Todos esses temas que estavam na MP nº 1.300/2025 migraram para a MP nº 1.304/2025, que foi convertida com alguns vetos na Lei nº 15.269/2025, publicada em 25 de novembro de 2025.

Este material visa apresentar uma análise dos principais pontos da Lei nº 15.269/2025, seus impactos esperados e os próximos passos para a sua efetiva implementação no contexto regulatório e institucional do setor elétrico brasileiro.

ÍNDICE

- LINHA DO TEMPO DA REFORMA DO SETOR ELÉTRICO
- 1. ABERTURA DE MERCADO: AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE E MEDIDAS ASSOCIADAS
- 2. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - INTRODUÇÃO DE UM MARCO LEGAL PARA OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
- 3. NOVAS REGRAS PARA O REGIME DE AUTOPRODUÇÃO
- 4. ENCARGOS SETORIAIS
- 5. DESCONTO NA TUST/TUSD
- 6. APRIMORAMENTOS NO DESENHO DE MERCADO: MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO DAS NECESSIDADES SISTÊMICAS, OPERAÇÃO DO SISTEMA E FORMAÇÃO E SINAIS DE PREÇO
- 7. CURTAILMENT – NOVAS REGRAS DE RESSARCIMENTO PARA OS CORTES DE GERAÇÃO, COM REGRAS ESPECÍFICAS PARA EÓLICAS E SOLARES: PASSADO E FUTURO
- 8. TEMAS RELEVANTES PARA O SEGMENTO DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA
- 9. ALTERAÇÕES NA LEI DE DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS (LEI Nº 14.182/2021)
- 10. ALTERAÇÕES NO ARCABOUÇO INSTITUCIONAL E NA GOVERNANÇA DO SETOR
- 11. OUTRAS MEDIDAS
 - 11.1) DESCOMISSIONAMENTO DE TERMELÉTRICAS A CARVÃO (LEI Nº 9.074/1995)
 - 11.2) SISTEMAS ISOLADOS E CONTRATAÇÕES (LEI Nº 12.111/2009)
 - 11.3) CONTRATAÇÃO DE ENERGIA REGULADA (LEI Nº 10.848/2004)
 - 11.4) CRÉDITO FISCAL PROGRAMA DE HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO (LEI Nº 14.990/2024)
 - 11.5) POLÍTICA ENERGÉTICA E ROYALTIES (LEI Nº 9.478/1997)
 - 11.6) AMPLIAÇÃO DAS COMPETÊNCIAS DA PPSA (LEI Nº 12.304/2010)
 - 11.7) CONTRATAÇÃO DE USINAS DE CARVÃO NACIONAL
- 12. OUTROS VETOS
 - 12.1) PROGRAMA LUZ PRA TODOS
 - 12.2) DESTINAÇÃO DO FUNDO SOCIAL – FS
 - 12.3) POSSIBILIDADE DE ENQUADRAMENTO DE USINAS JÁ OUTORGADAS OU REGISTRADAS NA ANEEL COMO MMGD (LEI Nº 14.300/2022)
 - RETORNO DOS VETOS AO CONGRESSO
- 13. DISPOSITIVOS EXPRESSAMENTE REVOGADOS
- 14. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E ENTRADA EM VIGOR
- NOSSO TIME

LINHA DO TEMPO DA REFORMA DO SETOR ELÉTRICO

Início até 2015

As discussões sobre a reforma do setor começaram há mais de dez anos, com a apresentação do Projeto de Lei (“PL”) nº 1.917/2015 na Câmara dos Deputados. O PL propôs alterações para a abertura do mercado livre até 2022 e a portabilidade da conta de luz, além de disposições sobre concessões e comercialização de energia.

2015 - 2016

Em complemento ao PL nº 1.917/2015, foi apresentado no Senado Federal o PLS nº 232/2016, que endereçou temas similares, como a previsão de abertura total do mercado livre em 2020. Embora tratassem de temas parecidos ou complementares, os projetos de lei e suas respectivas discussões ocorreram de forma concomitante no Congresso Nacional.

2016 - 2017

Um marco relevante foi a instauração das Consultas Públicas (“CP”) nº 21 e 33, com o objetivo de aprimorar o marco legal do setor elétrico. A CP 33, que contou com mais de 2 mil interações e 200 contribuições, resultou em uma nova proposta de PL, encaminhada à Presidência da República pelo então ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho.

2018

Em 2018, foram apresentados os textos substitutivos aos PLs nº 1.917/2015 e nº 232/2016, que agregaram as contribuições debatidas na CP 33 (os projetos seguiram com a mesma numeração em suas respectivas Casas).

2018 em diante

Algumas medidas discutidas na CP 33 foram implementadas pelo Poder Executivo e, em alguns casos, aprovadas pelo Legislativo, como:

- Portarias MME nº 514/2018 e 465/2019: retomada da abertura gradual do mercado livre com a redução dos limites de carga e tensão até atingir o limite de 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2023, sem restrição de tensão.
- A MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, que instituiu:
 - Um regime de transição para a extinção do desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (“TUST/TUSD”), preservando o direito ao desconto até o término da outorga para quem a solicitasse até 02 de março de 2022 e entrasse em operação em até 48 meses da data da outorga.
 - Contratação de reserva de capacidade, com readequação do rateio dos custos da contratação de confiabilidade sistêmica para os consumidores livres e regulados – regulamentado pelo Decreto nº 10.707/2021. Essa medida possibilitou a contratação do produto “potência” para atender às necessidades do sistema elétrico indicadas pelo planejamento setorial a partir dos critérios de garantia de suprimento definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”).
- Outras medidas ficaram pendentes, como a própria abertura integral do mercado livre e medidas correlatas e regras para comercialização.

2021

O PLS nº 232/2016 foi aprovado pelo Senado e enviado à Câmara dos Deputados, onde tramitou como PL nº 414/2021.

2022 - 2025

- A Portaria MME nº 050/2022 possibilitou o acesso ao mercado livre por todos os consumidores classificados como Grupo A, a partir de 1º de janeiro de 2024, sem restrição de carga ou tensão. Essa portaria também estabeleceu a fronteira entre o mercado atacadista e varejista na faixa de carga individual de 500 kW, obrigando os consumidores com carga inferior a serem representados por agente varejista perante a CCEE.
- Apesar do regime de urgência, o PL nº 414/2021 não foi votado. Em 2024, houve expectativa de votação, mas esta não ocorreu.
- Em 2025, o tema segue em discussão no Congresso.

A partir de 2025

Versão original da MP nº 1.300/2025:

- Ampliação da tarifa social.
- Abertura integral do ACL até dezembro de 2027 e temas correlatos.
- Alteração de regras da autoprodução.
- Extinção do desconto no fio na parcela consumo após o fim de contratos registrados.
- Mecanismo concorrencial para solucionar o passivo do GSF.
- Alterações adicionais na alocação de encargos e custos setoriais.

Conversão da MP nº 1.300/2025 na Lei nº 15.235/2025:

- Ampliação da tarifa social.
- Alocação do custo de Angra 1 e 2 para os consumidores do ACR e do ACL.
- Repactuação de UBP.

Versão original da MP nº 1.304/2025:

- Teto global para a CDE a partir de 2027, usando o orçamento de 2026 como referência.
- Alterações na Lei da Desestatização da Eletrobras em relação à contratação de hidrelétricas até 50 MW e medidas relacionadas ao setor de óleo e gás.

Conversão da MP nº 1.304/2025 na Lei nº 15.269/2025:

- Abertura integral do ACL em até 36 meses e temas correlatos.
- Teto para rubricas específicas da CDE e para o excedente custeado por item.
- Marco legal do armazenamento de energia.
- Alteração de regras da autoprodução, especialmente no regime por equiparação.
- Extinção do desconto no fio na parcela consumo para novos consumidores e aumento de demanda e novas regras de anistia e regularização de obrigações de geradores renováveis que adeririam à MP nº 1.212/202.
- Alterações adicionais na alocação de encargos e custos setoriais.
- Novas regras relacionadas às prorrogações de concessões de hidrelétricas e ao mecanismo concorrencial para solucionar o passivo do GSF.
- Novas regras de ressarcimento e compensação pelos cortes de geração (*curtailment*).
- Aprimoramento de mecanismos de contratação das necessidades sistêmicas e do sinal de preço.
- Alterações no arcabouço institucional e na governança do setor.
- Alterações nos mecanismos de contratação de fontes específicas da Lei da Desestatização da Eletrobras.
- Medidas relacionadas ao setor de óleo e gás.

O QUE MUDA COM A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO?

1. Abertura de mercado: ampliação do mercado livre e medidas associadas¹


1.1 Cronograma de abertura

A lei de modernização do setor elétrico estabelece a abertura integral do mercado de energia elétrica, permitindo que consumidores de todas as classes escolham livremente seu fornecedor. Aqueles que optarem pelo ambiente livre deverão contratar um ou mais fornecedores que assegurem o atendimento integral de sua carga, sujeitos a penalidades em caso de descumprimento. O texto, contudo, prevê a possibilidade de flexibilização desse critério por meio de regulamentação específica posterior.

O cronograma para essa abertura está dividido em duas fases:



A partir de **25 de novembro de 2027**
(**24 meses** a partir da publicação da nova lei)
Para consumidores industriais e comerciais



A partir de **25 de novembro de 2028**
(**36 meses** a partir da publicação da nova lei)
Para os demais consumidores, incluindo os residenciais e rurais

No entanto, antes da abertura, algumas providências deverão ser atendidas:

- Comunicação e educação: desenvolver e executar um plano de comunicação para conscientizar os consumidores sobre a opção de migração para o ACL.

Definir as tarifas aplicáveis aos consumidores do ACL e do Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), considerando a segregação dos custos das distribuidoras para atender a cada ambiente.
- Regulamentar o suprimento de última instância, incluindo condições econômicas e financeiras para garantir a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade, e definindo, entre outros aspectos:

 - o responsável pela prestação do serviço;
 - os consumidores com direito a esse suprimento;
 - as hipóteses em que o suprimento será obrigatório;
 - o prazo máximo de fornecimento;
 - a eventual utilização temporária de energia de reserva;
 - a possibilidade de dispensa de lastro para contratação; e
 - a forma de cálculo e alocação dos custos.

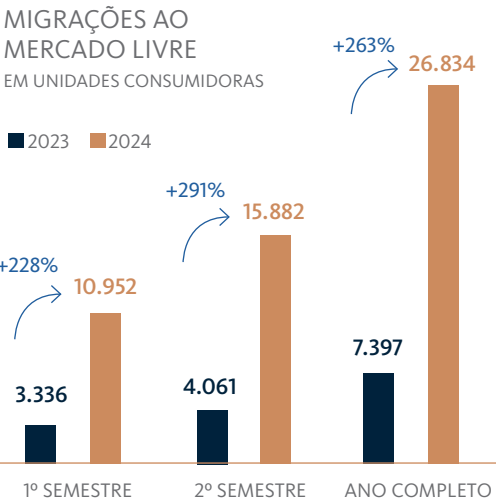
Elaborar o produto padrão e preço de referência, para facilitar a comparação entre ofertas e promover transparência e simplicidade aos consumidores atendidos em baixa tensão.

Regulamentar o encargo relativo à sobrecontratação ou à exposição involuntária das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, que será devido por todos os consumidores do ACL e do ACR, na proporção do seu consumo de energia elétrica.

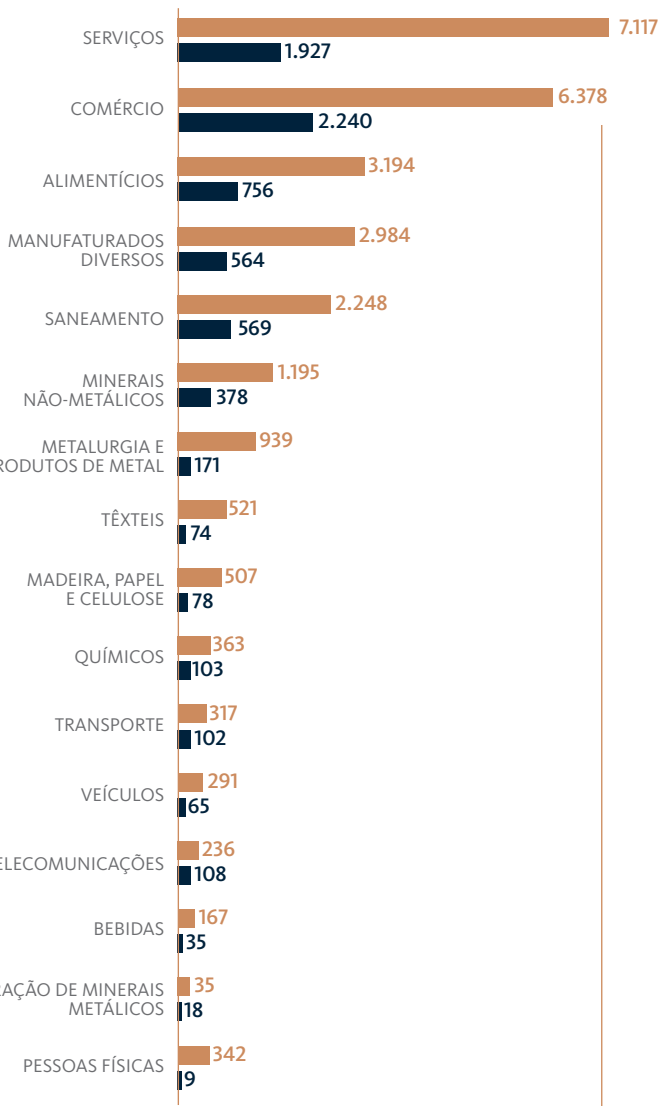
Desde o início de 2024, o acesso ao mercado livre está liberado para os consumidores do grupo A, atendidos em qualquer tensão, sem limite mínimo de demanda ou carga. Em razão disso, entre janeiro e dezembro de 2024, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) concluiu 26.834 novas migrações ao mercado livre de energia, um volume recorde que supera em mais de três vezes os resultados de 2023.

O gráfico abaixo demonstra o crescimento exponencial das migrações para o mercado livre entre 2023 e 2024. Observa-se que praticamente todos os setores apresentaram aumento expressivo, com destaque para serviços e comércio, que somam 7.117 e 6.378 unidades consumidoras, respectivamente. Setores como os de alimentos, manufaturados diversos e saneamento também cresceram significativamente, refletindo a busca por maior competitividade e redução de custos. Um dado emblemático é a entrada de pessoas físicas, que passaram de apenas 9 migrações (2023) para 342 (2024), sinalizando uma democratização do acesso ao ambiente livre.

A abertura total do mercado poderá implicar a transformação do perfil de quem ingressa no ambiente livre perante a CCEE, com a predominância de empresas de menor porte e pessoas físicas, como tem sido relatado desde janeiro de 2024:



MIGRAÇÕES POR RAMOS DE ATIVIDADE EM UNIDADES CONSUMIDORAS



Fonte: CCEE¹
<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-concluiu-volume-historico-de-migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-em-2024>

¹ mediante inclusões no art. 15 da Lei nº 9074/1995.



Migrações pro unidade federativa (2024) em unidades consumidoras			
SP	8.835	MA	422
RS	2.639	MS	314
PR	2.240	DF	247
RJ	1.987	PB	241
MG	1.749	RN	231
BA	1.471	AL	214
SC	1.278	SE	212
PE	814	AM	181
CE	813	PI	176
GO	692	RO	143
MT	601	TO	130
ES	597	AP	55
PA	504	AC	48

Fonte: [CCEE](#)

O movimento de migração para o mercado livre continuou forte em 2025. Dados da CCEE reportam que mais de **13,8 mil unidades consumidoras** aderiram ao ACL no primeiro semestre de 2025, um crescimento de **26%** em relação ao mesmo período de 2024.

Com relação à migração de pessoas físicas, no primeiro semestre de 2025, a CCEE registrou **223 migrações**, um crescimento de **91%** em comparação ao primeiro semestre de 2024 (117 migrações de pessoas físicas).

Em função do processo que já vinha ocorrendo de abertura gradual do mercado livre e da abertura integral para o Grupo A, a Aneel já vinha discutindo, no âmbito da Consulta Pública nº 07/2025, a implementação de medidas que dialogam com as iniciativas necessárias para a abertura total e irrestrita do mercado. Dentre elas, destacam-se as seguintes:

-  Simplificação do processo de migração e melhoria no procedimento de retorno ao ACR
-  Vedação a condutas anticoncorrenciais
-  Avaliação do modelo de emissão de fatura
-  Campanhas de comunicação e transparência
-  Compartilhamento de dados (*Open Energy*)
-  Aprimoramentos para clareza normativa

De todo modo, as discussões em curso ainda não consideravam a entrada em vigor de um cronograma de abertura total do mercado, de forma que as discussões futuras deverão se adequar a essa nova realidade e às premissas estabelecidas pela Lei nº 15.269/2025. Enquanto o Grupo A abrange um universo de cerca de 200 mil unidades consumidoras, com consumo de 32 mil MWmédios, o Grupo B é composto por quase 90 milhões de unidades consumidoras, com consumo de 35 mil MWmédios, um mercado de varejo muito pulverizado que vai demandar uma série de aprimoramentos regulatórios para que se desenvolva de forma segura e sustentável.



1.2 Criação do supridor de última instância²

A Lei nº 15.269/2025 criou a figura do Supridor de Última Instância (“SUI”), que será a pessoa jurídica responsável por atender aos consumidores no caso de encerramento da representação por agente varejista, entre outras responsabilidades, conforme regulamento do Poder Concedente, sob autorização e fiscalização da Aneel.

Essa figura é utilizada em vários países e visa garantir a continuidade do fornecimento de energia de forma provisória para consumidores que fiquem sem fornecedor, sem gerar impactos para os demais agentes do mercado. O atendimento permanece até que o consumidor contrate um novo fornecedor.

A criação do SUI também foi objeto de discussão pelo Tribunal de Contas da União (“TCU”) no [Acórdão nº 882/2025](#), que alterou o [Acórdão nº 1878/2024](#), proferido em processo instaurado para avaliar a abertura gradual do mercado de energia elétrica.

Por essas decisões, o TCU determinou que o Ministério de Minas e Energia (“MME”) realizasse estudos e análises para definir a viabilidade e necessidade de instituir, por meio de proposta legislativa ou normativa, a figura do SUI no processo de liberalização gradativa do mercado de energia no Brasil. A publicação da Lei nº 15.269/2025 deverá atender a essa determinação, ao passo que ela prevê a necessidade de regulamentar o SUI, conforme exposto acima.



Vale destacar que o MME realizou em 2025 a Consulta Pública nº 196/2025, a fim de receber contribuições sobre a proposta de regulamentação das regras de exercício das atividades do SUI. O MME propôs que, até 31 de dezembro de 2030, essas atividades sejam exercidas exclusivamente pela distribuidora local que presta o serviço de rede ao consumidor ou pela respectiva comercializadora regulada. Após essa data, a atividade de SUI poderia ser exercida por pessoas jurídicas autorizadas pela Aneel, conforme regulação.

Entre outras medidas, o MME propôs atribuir ao SUI o atendimento emergencial e temporário de consumidores do ACL quando ocorrer:

- resilição do contrato por parte do agente varejista, mediante declaração de vontade, por denúncia à prorrogação da representação contratada;
- resolução do contrato em razão da inexecução contratual, desde que o consumidor esteja adimplente; ou
- desligamento do gerador ou comercializador varejista perante a CCEE ou sua inabilitação superveniente para a comercialização varejista pela CCEE.

De acordo com a proposta, o SUI não seria responsável por eventuais pendências do consumidor junto à CCEE ou ao agente varejista decorrentes do encerramento da representação varejista. Nesse contexto, o atendimento pelo SUI deveria ser efetuado pelo prazo máximo de 180 dias, por meio de condições e tarifas reguladas pela Aneel. As propostas foram detalhadas na [Nota Técnica nº 13/2025/SE](#).

A Lei nº 15.269/2025 define que essa atividade poderá ser exercida pelas distribuidoras de energia, com ou sem exclusividade, conforme critério do poder concedente.

² mediante inclusões no art. 15-C da Lei nº 9074/1995.

2.

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - INTRODUÇÃO DE UM MARCO LEGAL PARA OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Regime de outorga³:

a Lei nº 15.269/2025 institui uma importante alteração na Lei nº 9.427/1996, que criou a Aneel e disciplinou o regime de concessões, para permitir o desenvolvimento da atividade de armazenamento de energia por agentes de forma **autônoma** ou **integrada à outorga de agentes** de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A alteração está alinhada com a proposta atualmente em discussão na Consulta Pública nº 039/2023 da Aneel, no sentido de regulamentar a figura do armazenador autônomo e integrado a uma outorga existente. No entanto, diante da ausência anterior da figura do armazenador autônomo na lei, a proposta da Aneel seria regular a atividade como uma subespécie de Produtor Independente de Energia Elétrica ("PIE"), o que vinha trazendo certa dose de insegurança jurídica. Assim, a instituição da figura do armazenador afasta qualquer incerteza em relação ao regime de outorga do armazenador autônomo e à competência da Aneel para regular e fiscalizar a atividade.

Em relação à atividade de armazenamento de forma integrada a outorgas existentes, a Aneel já vinha admitindo, em caráter limitado, a instalação de sistemas de baterias por agentes geradores vinculados às outorgas de geração.

Com a alteração proposta, cria-se um marco jurídico que reconhece o armazenamento como atividade independente, com o fim de prestar múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia.



Competências da Aneel para regular e fiscalizar a atividade e seu acesso à rede:

A Lei nº 15.269/2025 amplia a competência regulatória da Aneel ao incluir expressamente **a atividade de armazenamento** no escopo de sua fiscalização, reconhecendo a relevância crescente dessa tecnologia para a modernização do setor elétrico. Essa inclusão reforça a necessidade de garantir condições técnicas e econômicas adequadas para a integração de sistemas de armazenamento à rede, assegurando confiabilidade e eficiência operacional. No entanto, não foram estabelecidas diretrizes específicas para essas instalações quanto à forma de tarifação pelo uso da rede. A definição dos critérios tarifários permanece sob a responsabilidade da Aneel e deverá ser detalhada na segunda fase da Consulta Pública nº 039/2023.

Por meio da alteração do Art. 2º e da inclusão do inciso XXIV ao Art. 3º da Lei nº 9.427/96



Custo de contratação⁴:

a contratação de sistemas de armazenamento em baterias como reserva de capacidade será custeada exclusivamente pelos geradores, conforme regulamentação a ser definida pela Aneel.



Armazenamento como ativo de transmissão: os estudos de planejamento e expansão do sistema de transmissão deverão considerar a implantação das soluções de armazenamento no seu horizonte de estudo. Caso esses estudos indiquem a necessidade de tais soluções de implantação desses empreendimentos junto à Rede Básica, a contratação deverá ocorrer por meio de licitação, com definição prévia das condições técnicas para a instalação ou o remanejamento desses sistemas e a determinação de sua localização na rede básica. Essa previsão contribui para reduzir a insegurança jurídica quanto ao enquadramento dos sistemas de armazenamento de energia como ativos de transmissão, ao mesmo tempo em que define expressamente o procedimento para contratação, que ocorrerá por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou leilão.



Usinas hidrelétricas reversíveis⁵: a Lei nº 15.269/2025 inclui dispositivos que autorizam a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") a conduzir estudos técnicos e de viabilidade voltados ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas reversíveis, reconhecidas como solução estratégica para ampliar a capacidade de armazenamento e garantir maior flexibilidade ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"). Essa tecnologia, amplamente utilizada em mercados maduros, permite o aproveitamento de excedentes energéticos para bombear água a reservatórios superiores, assegurando geração adicional em momentos de maior demanda. A norma prevê que a EPE poderá, além de realizar os estudos, a critério do Poder Executivo, **obter as licenças ambientais prévias, a declaração de disponibilidade hídrica e demais atos administrativos** indispensáveis à licitação de **esses empreendimentos**, antecipando etapas críticas do processo e conferindo maior previsibilidade regulatória e segurança jurídica aos agentes.



Benefícios tributários e fiscais⁶: a Lei nº 15.269/2025 inclui, de forma expressa, os sistemas de armazenamento de energia como beneficiários do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura ("Reidi"). Além disso, exige que os sistemas de geração de energia solar habilitados no Reidi, inclusive de micro e minigeração distribuída ("MMGD"), prevejam sistemas de armazenamento químico de energia, conforme regulamentação. Foi incluída também a possibilidade de redução à zero das alíquotas do Imposto sobre a Importação ("IPI") relativo a sistemas de armazenamento e seus componentes.

O MME será o órgão gestor responsável por acompanhar e avaliar o benefício, que estará limitado a R\$ 1 bilhão a cada exercício, sujeito à previsão na respectiva lei orçamentária anual. O benefício terá vigência de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2030.



VETO

O presidente da República vetou o dispositivo que dispensava a exigência de conteúdo local para sistemas de armazenamento para enquadramento no Reidi.

³ mediante a inclusão do § 11 ao Art. 3º da Lei nº 9.427/96
⁴ conforme §6º incluído ao Art.3A da Lei nº 10.848/2004

⁵ inclusão do §2º do Art. 4º da Lei nº 10.847/2004
⁶ veto trata do 1º§ da art. 2º-A da Lei nº 11.488/2007



3.

NOVAS REGRAS PARA O REGIME DE AUTOPRODUÇÃO

⏪ Antes da lei nº 15.269/2025

Até a publicação da Lei nº 15.269/2025, a base legal do regime de autoprodução de energia elétrica estava disposta na Lei nº 9.074/1995, na Lei nº 9.427/1996 e no Decreto nº 2.003/1996; e no que diz respeito à autoprodução por equiparação na Lei nº 11.488/2007 e no Decreto 6.210/2007.

⚡ Definição de Autoprodutor

Os dispositivos mencionados acima definiam “autoprodutor de energia elétrica” como a pessoa física ou jurídica, ou as empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, sem usar como critério para a caracterização como autoprodutor a data da entrada em operação comercial do empreendimento de geração.

⚡ Autoprodução por equiparação

O art. 26 da Lei nº 11.488/2007 (revogado) e o Decreto nº 6.210/2007 equiparavam a autoprodutor de energia o consumidor:

- Que participasse de sociedade de propósito específico (“SPE”) e que detivesse outorga de geração de energia elétrica.
 - Cuja energia produzida pelo empreendimento fosse destinada, no todo ou em parte, para o seu consumo exclusivo.
- A equiparação estava limitada à parcela da energia destinada ao consumo próprio ou à participação do consumidor no empreendimento, o que fosse menor. Já a participação no empreendimento era calculada com base:
- Na proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da SPE.
 - No produto da proporção de ações com direito a voto detidas pelos acionistas do acionista direto da SPE.

Além disso, para a equiparação, cada unidade de consumo a que se destinava a energia elétrica da SPE deveria ter demanda de potência igual ou superior a 3MW.

A autoprodução por equiparação no período de 21 de maio de 2025 e 09 de outubro de 2025:

A MP nº 1.300/2025, publicada em 21 de maio de 2025, revogou o art. 26 da Lei nº 11.488/2007 e estabeleceu requisitos para a não aplicação das novas condições de equiparação a autoprodutor por meio de um regime de transição. Essa mudança gerou uma nova corrida para o protocolo, na CCEE, de contratos de compra e venda de ações ou contratos de opção de compra de ações até o dia 21 de julho de 2025.

A MP nº 1.300/2025 foi convertida na Lei nº 15.235/2025 sem tratar sobre a autoprodução.

Desse modo, entre 21 de maio de 2025 e 09 de outubro de 2025, vigoraram as regras de autoprodução (e as regras de transição para a não aplicação dos novos critérios) da MP nº 1.300/2025. Nesse período, o art. 26 da Lei nº 11.488/2007 ficou revogado.



O que muda?

No que diz respeito à autoprodução de energia elétrica, em especial para a autoprodução por equiparação, a Lei nº 15.269/2025 trouxe algumas mudanças em relação ao texto que havia sido sugerido na MP nº 1.300/2025, por meio da inserção do Art. 16-B à Lei nº 9.074.



QUEM É AUTOPRODUTOR?

“Art. 16-B. Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor titular de outorga de empreendimento de geração para produzir energia por sua conta e risco”



NA AUTOPRODUÇÃO POR EQUIPARAÇÃO:

A partir da nova Lei, para que um consumidor seja equiparado a autoprodutor de energia ele deve possuir uma demanda contratada agregada igual ou superior a 30MW, devendo apresentar demanda mínima individual, por carga, de 3MW; que:

Participe, direta ou indiretamente, do capital social da sociedade empresarial titular da outorga, observada a proporção da participação societária, direta ou indireta, com direito a voto; OU

Esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou seja controlador, controlado ou coligado, direta ou indiretamente, das empresas titulares de outorgas de geração de energia, observada a participação societária, direta ou indireta, com direito a voto.

EXIGÊNCIA DE PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA MÍNIMA

A nova Lei traz previsão similar àquela que havia sido incluída na MP nº 1.300/2025 no que diz respeito à exigência de participação no capital social, na hipótese em que a Sociedade titular da outorga emita ações sem direito a voto que atribuam a seus titulares direitos econômicos superiores àqueles atribuídos pelas ações com direito a voto, exigindo uma participação mínima do grupo econômico de cada acionista, no capital social, direto ou indireto, de 30% do capital social total.

Há discussão sobre o marco a ser considerado para caracterizar o exercício da opção pela migração:

Menos conservador:

- (i) para unidade consumidora existente: a data da denúncia do contrato (nota: conforme proposta de simplificação da migração em discussão na CP nº 07/2025, a área técnica da ANEEL está propondo alterar a forma de denúncia para uma mera comunicação formal à distribuidora). Entendemos que, por se tratar de restrição de direitos sem a previsão de uma regra de transição, a denúncia formalizada até a publicação da Lei deve ter por efeito a manutenção do direito desse consumidor ao desconto.
- (ii) para unidade consumidora nova: a data da solicitação de acesso à rede elétrica.

Mais conservador:

Data de conclusão do processo de migração ou de adesão (cadastro do ponto de medição na CCEE).

No entanto, é possível defender que o exercício da opção de migrar para o mercado de livre se dá quando o consumidor comunica formalmente sua opção pelo ACL, pela denúncia do CCEER ou outra denominação que a ANEEL venha a atribuir para a formalização da opção pela migração efetuada até a data da publicação da Lei, ou pelo início do procedimento de acesso da unidade à rede elétrica.

⁷ mediante inclusão no 5º§ do art. 16-B da Lei nº 9.074/1995

⁸ mediante inclusão no 6º§ do art. 16-B da Lei nº 9.074/1995

⁹ vedação trata do §8º ao Art. 16-B da Lei nº 9.074/95



Uma questão relevante – dessa vez positiva – é que o texto sobre a participação societária permite a equiparação para consumidores que sejam controladores diretos e indiretos (em qualquer nível), controlados ou coligados da sociedade que detenha a outorga.



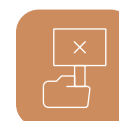
REGRAS DE TRANSIÇÃO

No que diz respeito à transição de regras, a Lei nº 15.269/2025 traz uma regra de transição bem mais clara do que a redação anteriormente prevista na MP nº 1.300/2025, dispondo sobre a não aplicação dos novos requisitos para a equiparação a autoprodutor para aqueles que: (I) tenham sido equiparados a autoprodutor antes da Lei nº 15.269/2025; (II) integrem grupo econômico que detenha participação de 100% das ações de emissão do titular da outorga ou registro para produção de energia; ou (III) no prazo de 3 (três) meses contados da data de publicação da Lei nº 15.269/2025, apresentem à CCEE contrato de compra e venda de ações ou de opção de compra e venda.



Atendidos um dos requisitos ao lado, a não aplicação das novas regras será então garantida até o final da outorga do empreendimento. A transferência das ações deve ser concluída no prazo de 36 meses contados da celebração dos contratos indicados acima. O empreendimento de geração deverá ter iniciado a operação comercial após 15 de junho de 2007, ressalvados os casos de equiparação admitida sob a Lei nº 11.488/2007.

Há, no entanto, uma falha na redação do §5º do art. 16-B da Lei nº 9.074/1995, incluído por meio da Lei nº 15.269/2025, que trata das exceções para a aplicação dos novos critérios, ao prever que, para esses empreendimentos que atendam aos requisitos do regime de transição, ficariam assegurados os direitos adquiridos e os efeitos dos atos jurídicos celebrados sob a vigência do art. 26 da Lei nº 11.488/2007. Apesar de não ter ressalvado os efeitos dos atos jurídicos sob a vigência da MP nº 1.300/2025, a MP nº 1.300/2025 produziu efeitos até 09 de outubro de 2025. Com isso, é certo que também devem ser assegurados os direitos adquiridos durante essa vigência, conforme garantido na Constituição Federal.



VETO




O texto da MP nº 1304/2025 enviado pelo Congresso para sanção presidencial trouxe uma nova tentativa de incluir um dispositivo semelhante ao reproduzido na MP nº 1.300/2025 com o objetivo de vedar a realização de “novos arranjos de autoprodução” em qualquer modalidade (inclusive por equiparação), envolvendo empreendimentos em operação comercial na data da publicação do dispositivo, com exceção das usinas que já fizessem parte de estruturas de autoprodução, inclusive por equiparação. Embora assegurasse a proteção para estruturas vigentes, a vedação não carregava fundamento jurídico e trazia uma limitação, inclusive, para grandes indústrias que historicamente investem em autoprodução no Brasil.

A inclusão do §8º ao art. 16-B da Lei nº 9.074/95, no entanto, foi vetada pelo presidente da República, sob a justificativa de que “se mantida, a medida poderia gerar ineficiência no sistema elétrico nacional, impedindo o uso de capacidade já instalada, com preços mais baixos, para viabilizar projetos intensivos no consumo de energia” com a tendência de gerar aumento “de custos para a cadeia produtiva nacional, elevando preços dos produtos à população”.

4.

ENCARGOS SETORIAIS

A Lei nº 15.269/2025 trata dos encargos setoriais em diversos dispositivos legais, conforme abaixo:

-  Criação de novos encargos (Encargos de Sobrecontratação e Custos do SUI)
-  Introdução de novas regras para os encargos setoriais (CDE, ERCAP, TFSEE e P&D)
-  Vedação à aplicação do desconto no fio na parcela consumo para consumidores que, a partir de **25 de novembro de 2025**:
 - exercerem a opção de migrar para o ACL
 - solicitarem a ampliação de demanda contratada, no caso de consumidores que já tenham exercido tal opção.

4.1) Reestruturação da CDE e criação de novas regras para subvenção

Orçamento

Novas fontes de custeio para a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”):

- Pagamentos do mecanismo concorrencial aplicável aos geradores do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) ¹⁰
- Recursos da CDE oriundos da repactuação das parcelas vincendas devidas a título de UBP. Estes somente poderão ser destinados às distribuidoras das regiões Norte e Nordeste para fins de modicidade tarifária após o efetivo pagamento dos agentes devedores à CDE. ¹²
- Recursos provenientes do novo Encargo Complementar de Recursos, a ser pago por beneficiários de itens da CDE que ultrapassem o teto estabelecido pela norma. ¹¹

- **Teto da CDE por rubrica e excedente custeado por novo encargo (ECR)**
A partir de 2027, o **orçamento anual da CDE** será fixado com base em dois grupos de rubricas:

Grupo I

Composto por rubricas que terão a arrecadação necessária para suportar anualmente o total das despesas (incisos I, II, III, XII, XIII e XVIII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, em sua maioria itens de natureza social).

Grupo II

Formado pelas demais rubricas, que terão teto a partir de 2027, calculado com base no valor definido para cada uma delas no orçamento de 2025, atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”): desconto da TUST/TUSD, MMGD e Carvão Mineral.

¹⁰ mediante inclusão do inciso IX do §1º do art. 13 da Lei nº 10.438/2002

¹¹ mediante inclusão dos §§19º e 20º do Art. 13 da Lei nº 10.438/2002

¹² mediante inclusão dos §§19º e 20º do Art. 13 da Lei nº 10.438/2002

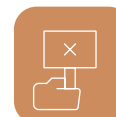
Alterações na CDE-GD

ANTES DA LEI Nº 15.269/2025

A CDE custeava benefícios tarifários (compensação de componentes tarifárias não associadas ao custo da energia) da MMGD associados somente a beneficiários de empreendimentos enquadrados como GD II e GD III, conforme o art. 25 da Lei nº 14.300/2022 e a regulação da Aneel. Esse custo era suportado apenas por unidades consumidoras do mercado cativo. Isso significa que os descontos tarifários da GD I (de empreendimentos enquadrados no regime de transição da Lei nº 14.300/2022 para manter o regime de compensação mais benéfico), não estavam sendo incluídos no orçamento anual da CDE e vinham sendo alocados nos processos tarifários de cada distribuidora.

DEPOIS DA LEI Nº 15.269/2025

- **Rateio dos custos da MMGD suportados pela CDE entre ACL e ACR:** com a publicação da Lei nº 15.269/2025, os custos da MMGD cobertos pela CDE passarão a ser rateados por todos os consumidores, e não apenas pelos consumidores no ACR.
- **Custeio da MMGD em distribuidoras de pequeno porte:** Cobertura da CDE sobre as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”), no caso de distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh por ano.
- **Inclusão da GD I na CDE:** Incluiu-se o inciso XIX no art. 13 da Lei nº 10.438/2002 – que trata dos beneficiários da CDE – para endereçar especificamente os benefícios tarifários da MMGD na CDE. Antes disso, o custeio da MMGD pela CDE se dava via art. 25 da Lei nº 14.300/2022, que remetia aos incisos VI e VII do art. 13.
A inclusão do inciso XIX sem delimitação de enquadramento e sem referência ao art. 25 da Lei nº 14.300/2022 (este, sim, limitado à GD II e GD III) gerou um debate entre especialistas: a GD I havia sido incluída na CDE ou esse dispositivo ainda estaria limitado pelo disposto na Lei nº 14.300/2022? Esse tema certamente seria debatido e definido posteriormente pela Aneel.



VETO

A inclusão do inciso XIX no art. 13 da Lei nº 10.438/2002 foi vetada pela Presidência da República, sob a justificativa de que poderia majorar o “risco de ampliação dos encargos setoriais e, portanto, de impacto tarifário”.

¹³ mediante inclusão do §3º-E do art. 13 da Lei nº 10.438/2002

¹⁴ mediante inclusão do §3º-D do art. 13 da Lei nº 10.438/2002.



- **Distribuição do custo do encargo tarifário por MWh das quotas da CDE pagas pelos consumidores por faixa de tensão a partir de janeiro de 2026:**
- **Consumidor atendido em tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV:** custo por MWh será 80% daquele pago pelo consumidor atendido em nível de tensão inferior a 2,3 kV.¹³
- **Consumidor atendido em tensão igual ou superior a 69 kV:** custo por MWh será 50% daquele pago pelo consumidor atendido em nível de tensão inferior a 2,3 kV.¹⁴

- **Atenção:** antes da edição da MP nº 1.300/2025, havia a previsão nos §§3º-D e 3º-E do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, desde 2016, de que, a partir de 01 de janeiro de 2030, o custo do encargo tarifário por MWh em relação àquele pago pelos consumidores de baixa tensão (< 2,3 kV) seria de:



1/3 para os consumidores de **alta tensão (≥ 69 kV)**, ou seja, cerca de **33%**

2/3 para os consumidores de **média tensão (≥ 2,3 kV e < 69 kV)**, ou seja, cerca de **66%**

Para atingir essas proporções, o §3º-F previa o ajuste gradual e uniforme do custo do encargo por MWh de 2017 até 2029. Sob essa trajetória, consumidores de maior porte conectados em média e alta tensão, como a indústria, teriam, até 2030, um custo de encargo por MWh cada vez menor proporcionalmente à baixa tensão.

Após a edição da MP nº 1.300/2025, essa disposição foi alterada substancialmente, no sentido de:

Manter, até 2029, a **mesma proporção verificada** na data da publicação da MP

Prever a **extinção do critério de tensão para o rateio do custo do encargo até 2038**, após um período de ajuste gradual e uniforme entre 2030 e 2037.

Esse cenário seria mais desfavorável para os consumidores de média e alta tensão, principalmente a partir de 2030. No entanto, com a conversão da MP nº 1.300/2025 em lei, sem a reprodução dos dispositivos que tratavam da matéria, a redação anterior da Lei nº 10.438/2002 já havia sido restabelecida.

Com a publicação da Lei nº 15.269/2025, as alterações promovidas têm o seguinte **efeito para os consumidores de média e alta tensão** em relação à MP nº 1.300/2025 e à legislação vigente no momento da publicação da nova lei:

- MP nº 1.300/2025: efeito equivalente para o período de 2025 até 2029 e mais benéfico (redução do custo do encargo por MWh) para o período de 2030 em diante.
- Legislação vigente no momento da publicação da Lei nº 15.269/2025: efeito imediato praticamente neutro (pois mantém a proporção próxima da trajetória atualmente praticada, de 0,49 para AT/BT e de 0,77 para MT/BT) e menos benéfico para os próximos anos, uma vez que interrompe a trajetória de redução do custo do encargo proporcionalmente àquele pago pela baixa tensão.

¹³ mediante inclusão dos §§19º e 20º do Art. 13 da Lei nº 10.438/2002

¹⁴ mediante inclusão do Art. 8-A na Lei nº 9074/1995

¹⁷ mediante inclusão do Art. 3-A na Lei nº 10848/2004



4.2) Encargo de Complemento de Recursos

Trata-se de um encargo adicional para o custeio da CDE,¹⁵ destinado a cobrir diferenças entre o valor orçado para determinado item e o teto atualizado para essa despesa.

O pagamento será operacionalizado mediante redução proporcional dos benefícios custeados pela CDE, considerando a diferença entre o valor orçado e o teto estabelecido para cada item.

Há divergências quanto à interpretação desse dispositivo, especialmente sobre se a cobrança recairá sobre todos os beneficiários da CDE ou apenas sobre aqueles vinculados aos itens que excederem o teto, na proporção do excedente de cada um. A regulamentação da Aneel será determinante para essa operacionalização.

4.3) ERCAP

Previsão de pagamento do Encargo de Reserva de Capacidade (“ERCAP”) pelos geradores que não atenderem aos requisitos sistêmicos estabelecidos nas condições gerais de acesso, tais como flexibilidade, capacidade de armazenamento, controle e capacidade operacional.¹⁶

Além disso, a redação atual da Lei nº 15.269/2025 alterou a competência para regulamentar o rateio do ERCAP,¹⁷ substituindo a expressão “conforme regulamento” (redação da Lei nº 10.848/2004) pela definição “ato do Poder Concedente”. Essa mudança atribui tal competência ao Poder Executivo federal, a ser exercida mediante decreto do presidente da República ou portaria do MME, salvo eventual delegação posterior à Aneel.

Como diretriz para o critério de rateio dos custos, a Lei nº 15.269/2025 determina a necessidade de considerar “a contribuição do perfil de carga dos usuários de que trata o caput para a necessidade de contratação da reserva de capacidade”.

O critério é regulamentado atualmente pela Aneel na Resolução Normativa nº 1.103/2024, que foi objeto de questionamento por parte dos agentes setoriais. Recentemente, em deliberação de pleito de agentes para o ajuste do critério adotado, foi destacada a “notável modificação substancial na estrutura de cobrança do ERCAP”, tanto em relação ao critério de rateio e à competência do Poder Executivo para sua definição, quanto ao rol de pagadores do encargo. Na oportunidade (Despacho nº 3.428/2025), foi destacada a necessidade da reavaliação dos dispositivos infralegais após a sanção da Lei nº 15.269/2025 e a edição do respectivo ato do Poder Executivo.

¹⁵ Art. 8º-A inserido na Lei 9.074/1995

¹⁶ Art. 3º-D, §4º, adicionado à Lei 10.848/2004

¹⁷ mediante inclusão do Art. 3º-E na Lei nº 10.438/2002

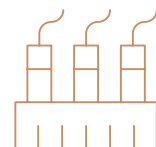
Adicionalmente, foram incluídos os geradores no rateio do ERCAP, conforme condições a seguir:



Empreendimentos de geração que solicitem acesso à rede após a publicação da lei, enquanto não cumprirem os requisitos do art. 9º, §2º, da Lei 9.648/1998 (possibilidade de estabelecimento de requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia)¹⁸

Os custos de contratação de sistemas de armazenamento de energia na forma de baterias, em leilões de reserva de capacidade, serão rateados apenas entre os geradores de energia, na forma da regulamentação da Aneel.¹⁹

Ademais, instituiu-se um **novo mecanismo competitivo**²⁰ custeado pelo ERCAP, com participação de geradores e consumidores, destinado a incentivar a geração e a resposta da demanda nos horários de maior consumo. O encargo cobrirá apenas os valores que excederem o Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”), cabendo à Aneel estruturar e regulamentar esse mecanismo.



Termelétricas a carvão mineral nacional nos leilões de reserva de capacidade, enquanto não cumprirem os mesmos requisitos acima mencionados (caso tenham sido estabelecidos pelo Poder Executivo)

4.4) Encargo de sobrecontratação²¹

A nova lei cria um encargo tarifário, antes inexistente, destinado a cobrir custos decorrentes da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo (“MCP”) ou da sobrecontratação das distribuidoras – situações que têm origem na migração de consumidores para o Mercado Livre de energia. Esse encargo será rateado entre todos os consumidores, tanto do mercado regulado (cativo) quanto do mercado livre, na proporção do consumo individual de energia elétrica.²²

4.5) Supridor de Última Instância

Os custos e os efeitos financeiros decorrentes do déficit involuntário do SUI serão rateados entre todos os consumidores ACL por meio de encargo tarifário específico. A Aneel definirá a forma de cálculo e cobrança do encargo.

4.6) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”):²³

A Lei nº 15.269/2025 inclui os agentes comercializadores de energia elétrica entre os contribuintes da TFSEE da Aneel. Antes da alteração, apenas distribuidores, transmissores e geradores estavam sujeitos ao pagamento dessa taxa.

4.7) Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”):

A Lei nº 15.269/2025 altera a disposição que isentava os geradores fotovoltaicos e eólicos do recolhimento desse encargo. Assim, para geradores eólicos e fotovoltaicos que requeiram outorga de autorização a partir de 2026, haverá obrigação do recolhimento de encargo de P&D correspondente a 1% de sua receita operacional líquida.



VETO

o texto da MP nº 1.304/2025 enviado para sanção presidencial previa a extensão do encargo de P&D e eficiência energética para os comercializadores de energia elétrica. O texto da Lei nº 15.269/2024, no entanto, vetou essa disposição.



5.

DESCONTO NA TUST/TUSD²⁴

Para maiores detalhes sobre como estava tratado esse tema do desconto na TUST/TUSD na MP nº 1.300/2025, [acesse o nosso e-book sobre a MP.](#)

O desconto na TUST/TUSD sofreu alterações significativas entre a redação aprovada na MP nº 1.300/2025 e a da Lei nº 15.269/2025.

5.1) Contextualização

A **MP nº 998/2020** (posteriormente convertida na **Lei nº 14.120/2021**) racionalizou a manutenção do desconto na TUST/TUSD para empreendimentos que solicitaram suas outorgas de autorização à Aneel no prazo de **12 meses** contados da publicação da Lei 14.120/2021, desde que tais empreendimentos entrassem em operação comercial em até **48 meses** contados da publicação da outorga de autorização.

A Lei nº **14.120/2021** também previu que a concessão de desconto na TUST/TUSD seria válida até o final da outorga dos empreendimentos de geração, não se renovando caso houvesse prorrogação do prazo das autorizações.

Ainda, a **MP nº 1.212/2024** possibilitou a prorrogação em mais **36 meses** do prazo para entrada em operação dos empreendimentos que tenham requerido outorga nos termos da **Lei 14.120/2021**, sob condições específicas.

Os empreendimentos que optassem pela prorrogação do prazo para entrada em operação comercial, por exemplo, deveriam aportar garantia de fiel cumprimento definida conforme a regulação da Aneel, além de comprovar o início de suas obras no prazo de **18 meses** contados da publicação da **MP nº 1.212/2024**.

Cumpridos os prazos dispostos na Lei nº 14.120/2021 e na MP nº 1.212/2024 o desconto na TUST/TUSD estaria garantido a esses empreendimentos.

²³ mediante inclusão do Art. 12 na Lei nº 9427/1996

5.2) Modificações introduzidas pela conversão em lei da MP nº 1.304/2025

**Alteração sobre o momento da aplicação do desconto:** ²⁵

Introduziu-se uma alteração sutil no art. 26 da Lei nº 15.269/2025, mas com um efeito relevante e que corrige uma “inconformidade” prática. Ao introduzir o §1º-O no art. 26 da Lei nº 9.074/95, **o prazo de 48 meses passa a ser para a entrada em operação em teste de todas as unidades geradoras, e não mais para a entrada em operação comercial.** Na prática, essa alteração evita questionamentos em relação à eventual violação desse devido às novas exigências do ONS para a emissão da Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para Início da Operação (DAPR), que têm causado um lapso temporal relevante entre a entrada em operação em teste de uma usina e a sua entrada em operação comercial, em alguns casos.

Outro efeito dessa alteração se refere à incidência imediata do benefício do desconto já a partir da entrada em operação em teste de todas as unidades geradoras de uma usina, e não apenas após a operação comercial, como era o entendimento anterior. Essa mudança é relevante porque o pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (“EUST”) ocorre no início da operação em teste. Sob o entendimento anterior, havia a cobrança integral da tarifa sem desconto durante esse período, afetando também o cálculo das garantias nos procedimentos de acesso à rede e nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”), que estavam sendo calculados com base na tarifa sem a aplicação do desconto de 50% na TUST/TUSD.

**Revogação de outorga sem penalidade (novo dia do perdão – anistia):**

Empreendedores que solicitaram outorga no contexto da Lei nº 14.120/2021 e que optaram pela **postergação em mais 36 meses do prazo de 48 meses para início de operação** com base na MP nº 1.212/2024, poderão requerer a revogação da respectiva outorga “sem a aplicação de quaisquer penalidades e sanções” **em até 30 dias contados de 25 de novembro de 2025, desde que não tenham assinado o CUST/D.**

Atenção:

Embora o §1º U determine que o eventual pedido de revogação da outorga não estaria sujeito à aplicação de qualquer sanção ou penalidade, o §1º-V estabelece que, nessa hipótese, poderá ser executada a garantia de fiel cumprimento prevista na MP nº 1.212/2024, o que parece incoerente.²⁶

**Alteração da data de início do CUST (novo dia do perdão - regularização):**

Para os empreendimentos que aderiram à prorrogação prevista na MP nº 1.212/2024 e que tenham CUST assinado, será permitido ajustar livremente a data de início de execução do CUST, de forma não onerosa, desde que seja respeitado o prazo previsto na outorga para a entrada em operação do empreendimento. Tal postergação, no entanto, ficará condicionada à apresentação da Garantia Prévia para Celebração do CUST (“GPC”), no caso de CUST que tenham sido firmados sem essa garantia, nos termos da regulação aplicável.²⁷

²⁴ mediante inclusão do parágrafo único do art. 2º na Lei nº 9991/2000
²⁵ mediante inclusão do §1º-O do art. 26 na Lei nº 9427/1996

²⁶ mediante inclusão do §1º-O do art. 26 na Lei nº 9427/1996
²⁷ mediante inclusão do §1º-W do art. 26 na Lei nº 9427/1996



Fim da incidência do desconto na TUST/TUSD na parcela consumo:

A MP nº 1.300/2025 previa o fim do desconto na TUST/TUSD incidente sobre o consumo, quando do término “do contrato registrado e validado na CCEE” (contrato de compra e venda de energia), limitando esse direito aos montantes de energia registrados e validados pelas partes perante a CCEE até 31 de dezembro de 2025. Os montantes registrados e validados não poderiam ser alterados após essa data, sob pena de perda do desconto também para esses contratos de compra e venda de energia.

Tal condição foi objeto de muitas críticas pelos agentes de geração, que têm alegado ofensa a direito garantido e vinculado às suas outorgas, uma vez que, por força do disposto no art. 26, §§1º e 1º-A, da Lei nº 9.427/1996, **o benefício é concedido aos aproveitamentos e empreendimentos**, “incidindo na produção e no consumo da energia”

Na Lei nº 15.269/2025, a vedação à não aplicação do desconto na TUST/TUSD na parcela consumo foi direcionada:

aos consumidores que exerçam a opção de migrar para o mercado livre após 25 de novembro de 2025

sobre a parcela de ampliação do montante de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição por consumidores livres após tal data, mantido o desconto sobre o montante já contratado antes da Lei nº 15.269/2025



VIOLAÇÃO DE DIREITOS?

Aparentemente mais engenhosa, a nova lei mantém o racional equivocado de que o desconto seria um potencial direito do consumidor e não do empreendimento de geração, o que não condiz com o disposto no art. 26, §§1º e 1º-A, da Lei nº 9.427/1996.

Assim, ao vedar a aplicação do desconto a novos consumidores no mercado livre, a Lei nº 15.269/2025 limita o direito adquirido pelos titulares dos empreendimentos que já fazem jus à incidência do benefício na produção e no consumo da energia até o fim da respectiva outorga.

Dada a quantidade de novos projetos já outorgados e ainda em fase de desenvolvimento, a Lei nº 15.269/2025 praticamente invalida uma parcela relevante do direito adquirido desses empreendedores, o que pode ensejar uma série de questionamentos sobre a legalidade da medida.

Ponto de atenção



Há discussão sobre o marco a ser considerado para caracterizar o exercício da opção pela migração: a data da denúncia do contrato (menos conservador) ou a data de conclusão do processo de migração (mais conservador). No entanto, é possível afirmar que o exercício da opção de migrar para o mercado de livre se dá quando o consumidor envia a notificação requerendo a denúncia do contrato no mercado cativo.



6.

APRIMORAMENTOS NO DESENHO DE MERCADO: MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO DAS NECESSIDADES SISTÊMICAS, OPERAÇÃO DO SISTEMA E FORMAÇÃO E SINAIS DE PREÇO

6.1) Aprimoramento dos mecanismos de contratação de reserva de capacidade e segregação dos produtos

Uma importante alteração no art. 3º da Lei nº 10.848/2004²⁸ se refere à segregação da contratação de necessidades sistêmicas (energia ou reserva de capacidade) de potência e flexibilidade. Tal mudança poderá melhorar a racionalização para contratar os produtos necessários ao sistema elétrico brasileiro, diante da forte expansão das renováveis de alta variabilidade de produção, mediante o estabelecimento de critérios de garantia de suprimento adequados para cada dimensão a ser atendida pelos diversos tipos de fontes e tecnologias, conforme seus atributos (potência e flexibilidade).

Conforme já destacado neste material, a preocupação com a dimensão de flexibilidade para o sistema elétrico é bastante presente na Lei nº 15.269/2025, como se pode observar, por exemplo, em outros dispositivos que tratam do acesso à rede (com a possibilidade de estabelecimento de requisitos de flexibilidade).

Vale destacar, ainda, a alteração da Lei nº 10.848/2004 para instituir um novo mecanismo competitivo de incentivo à geração e à resposta do consumo em horários de maior demanda, a ser custeado pelo ERCAP apenas sobre os valores que excederem o PLD. A Aneel será responsável pela estruturação e regulação das usinas, dos consumidores elegíveis, da forma, dos prazos, das penalidades, das condições de participação e da remuneração serão de responsabilidade. Usinas hidrelétricas reversíveis poderão ter um adicional de remuneração, também conforme regulação proposta pela Aneel.



VETO

Contratação de reserva de capacidade: O Projeto de Lei de Conversão da MP nº 1.304/2025, conforme redação aprovada pelo Congresso, previa a obrigatoriedade de planejamento quinquenal e a contratação o anual de reserva de capacidade. No entanto, essa disposição foi vetada pela Presidência da República antes da publicação da Lei nº 15.269/2025.

²⁸ mediante alteração da redação do art. 3º da Lei nº 10.848/2004



6.2) Inclusão de novos critérios para a operação do SIN

A Lei nº 15.269/2025 incluiu no §4º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 os seguintes itens que devem ser considerados pelo Operador Nacional do Sistema (“ONS”) na operação do SIN²⁹:

- Restrições de defluência e armazenamento dos reservatórios
- Restrições de rampas de subida e descida das usinas hidrelétricas e termelétricas
- Reserva de potência

Embora não houvesse previsão legal expressa, esses mecanismos já eram utilizados pelo ONS para definir as premissas, os critérios e a metodologia de operação do SIN. No entanto, os mecanismos eram considerados na programação principalmente por meio de atos infralegais (Procedimentos de Rede, Resolução Normativa (“REN”) nº 1.030/2022, Portaria Normativa GM/MME nº 88/2024 etc.).

A inclusão dessa previsão legal, portanto, visa conferir maior robustez jurídica à gestão do ONS aos agentes afetados pelas restrições inseridas na Lei nº 15.269/2025.

Por fim, no âmbito da distribuição, a Lei nº 15.269/2025 permitiu a estruturação da figura do Distribution System Operator (DSO), possibilitando que a distribuidora participe do planejamento setorial e opere o sistema de acordo com as determinações técnicas e administrativas decorrentes desse planejamento, nos termos do §22 incluído no art. 2º da Lei nº 10.848/2004.

6.3) Formação e sinais de preço



Antes da publicação da Lei 15.269/2025:

Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações no mercado de curto prazo (“MCP”), o art. 1º, §5º, Lei nº 10.848/2004 permitia apenas a consideração dos seguintes fatores:

- necessidades de energia dos agentes;
- mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- restrições de transmissão;
- custo do déficit de energia;
- interligações internacionais;
- mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e
- tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

Após as alterações:

Também deverão ser considerados nos processos de formação de preços:

- os novos critérios para a operação do SIN tratados no item 6.2, conforme a alteração do §4º o art. 1º, §5º, Lei nº 10.848/2004; e
- os limites de preços mínimo e máximo.

²⁹ mediante inclusão do §4º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004

7.

CURTAILMENT – NOVAS REGRAS DE RESSARCIMENTO PARA OS CORTES DE GERAÇÃO, COM REGRAS ESPECÍFICAS PARA EÓLICAS E SOLARES: PASSADO E FUTURO

7.1.) Novo regramento

Em termos simples, esquemas de corte de geração (chamados de *curtailment* no setor elétrico) se referem à redução ou interrupção forçada da geração de energia em usinas ou conjuntos de usinas, determinada pelo ONS por motivos externos às instalações das usinas.

No Brasil, a regulação vigente da Aneel classifica os cortes de acordo com sua motivação em:



Indisponibilidade externa, quando há falhas ou limitações na infraestrutura de transmissão externa às usinas.



Confiabilidade elétrica, por razões de confiabilidade dos equipamentos externos às usinas e que não tenham origem na indisponibilidade desses equipamentos.



Razão energética, devido à impossibilidade de alocar a geração de energia na carga.

Atualmente, o mecanismo vigente da regulação determina que usinas solares fotovoltaicas e eólicas somente têm direito ao ressarcimento por *curtailment* via ESS quando os cortes forem por **indisponibilidade externa** e o tempo acumulado de restrição ultrapassar uma franquia de horas acumuladas desde o início do ano civil: 30h30 para usinas solares e 78h para eólicas.

Nos últimos anos, em função da forte expansão de fontes renováveis com alta variabilidade de produção, em especial das fontes eólica e solar, o *curtailment* deixou de ser um fenômeno pontual e tornou-se estrutural.

Em 2025, por exemplo, os cortes atingiram níveis recordes, especialmente para usinas das fontes eólica e solar. Do ponto de vista regulatório, a REN nº 1.030/2022, que define os critérios para a classificação dos eventos de restrição, estabelece que apenas eventos por indisponibilidade externa fazem jus ao ressarcimento via ESS para essas usinas. Entretanto, essa limitação gerou intensos debates e judicializações que culminaram na inclusão, na Lei nº 15.269/2025, de novos critérios de ressarcimento e de mecanismos de compensação financeira e compartilhamento de riscos entre agentes do setor.

O *curtailment*, portanto, não é apenas um desafio técnico: ele impacta contratos, investimentos e a própria transição energética do Brasil. Com projeções indicando aumento dos cortes nos próximos anos, discutir soluções — como a expansão da transmissão, o armazenamento de energia e ajustes regulatórios — será essencial para garantir um futuro energético sustentável e seguro.

A solução legal:

Regras Gerais (alterações nos §§ 10 e 11 do art. 1º da Lei 10.848/2004):

O ESS suportará os custos da indisponibilidade externa - aquela referente a indisponibilidades em instalações de transmissão de terceiros, externas às usinas (o conceito se encontra em linha com a [REN nº 1.030/2022](#) da Aneel).

Atenção:

O novo regramento não amplia as hipóteses de ressarcimento existentes para usinas solares e eólicas.



Vedação para as seguintes hipóteses de ressarcimento:

- Cortes decorrentes de confiabilidade da operação, nos casos em que:³⁰
- os documentos de acesso das centrais geradoras previrem possibilidade de cortes de geração; e
- quando os geradores estiverem operando sem atender aos requisitos mínimos (ex.: atrasos para atender a exigências do ONS em relação às DAPR).

Cortes motivados por sobreoferta de energia elétrica, quando não há possibilidade de alocação da geração na carga;

O art. 1º-B inserido na Lei nº 10.848/2004 trata especificamente da compensação para usinas eólicas e solares fotovoltaicas conectadas ao SIN pelos eventos pretéritos (desde setembro de 2023 até a publicação da Lei nº 15.269/2025) decorrentes de indisponibilidade externa e de razões de confiabilidade elétrica.

O dispositivo estabelece que titulares dessas usinas terão direito a uma compensação financeira que visa cobrir custos decorrentes de *curtailment* determinado pelo ONS devido a eventos de indisponibilidade externa e garantia da confiabilidade elétrica da operação.

Para acessar esse benefício, o agente deverá firmar um termo de compromisso com o poder concedente que implica:

- **Renúncia ao direito que fundamenta eventual ação judicial**, e desistência de processos em curso (§1º).
- **Dispensa do pagamento de honorários advocatícios de sucumbência**, conforme previsto na Lei nº 9.469/1997 (§2º).

³⁰ mediante inclusão do §4º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004



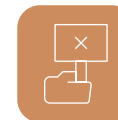
A definição do valor de ressarcimento e o processo de apuração e pagamento seguirão etapas específicas:

- 1 **O ONS** apurará os montantes dos cortes de geração que serão compensados e enviará os dados à **CCEE** (§3º).
- 2 A CCEE calculará os ressarcimentos atualizando os valores pelo **IPCA**, desde a data do corte de geração até o pagamento efetivo (§4º).
- 3 Valores relacionados a ressarcimentos previstos em Contratos de Energia de Reserva (**CER**) e Contratos no Ambiente Regulado, modalidade disponibilidade (**CCEAR**), ainda não liquidados, inclusive de períodos futuros, serão destinados ao pagamento da compensação relacionada ao *curtailment* (§5º). A aplicação do dispositivo depende de regulação pelo MME, ONS, pela CCEE e a Aneel.

O tratamento proposto pela Lei nº 15.269/2025 parece não ser o suficiente para endereçar com profundidade os problemas mais urgentes associados ao *curtailment*. Isso porque houve pouco avanço em relação às hipóteses de ressarcimento ordinário, que se limitariam:

- à regra vigente da REN nº 1.030/2022, (indisponibilidade externa); e
- a razões de confiabilidade elétrica para geradores que não se enquadrem nas exceções das alíneas a e b do §11.

Ademais, a resolução e o recebimento dos valores relacionados ao passivo financeiro ocasionado pelo *curtailment* implicam a impossibilidade de discussão desse tema pelos agentes, mantendo os prejuízos ocasionados em razão dos cortes de geração a partir da publicação da Lei nº 15.269/2025.



CURTAILMENT: VETOS RELEVANTES

Art. 1º-A adicionado à Lei nº 10.848/2004:

Prevía o pagamento de ESS por esquemas de cortes de geração em relação às usinas eólicas e solares fotovoltaicas consideradas na programação da operação do SIN. Os cortes seriam caracterizados como todos os eventos de redução da produção de energia originados externamente às instalações do gerador, independentemente do ambiente ou modalidade de contratação, da causa, da classificação atribuída e do tempo de duração, exceto aqueles associados exclusivamente à sobreoferta de energia renovável.

A inclusão do art. 1º-A na Lei nº 10.848/2004, no entanto, foi vetada pela Presidência da República, sob a justificativa de que “*contraria o interesse público ao abranger, para efeito de ressarcimento de corte de geração, todos os eventos de origem externa, independentemente da causa, o que ampliaria o escopo de compensações e transferiria aos consumidores os custos desses ressarcimentos. Adicionalmente, ao impor ressarcimentos retroativos a todos os eventos que deram causa aos cortes de geração, a medida elevaria, de forma significativa, as tarifas, afetando a modicidade tarifária. Ademais, o dispositivo estimularia a sobreoferta de energia, agravando o problema em tela, tanto pela ampliação dos cortes de energia como por seus consequentes ressarcimentos, gerando novas rodadas de impacto tarifário*”

Compartilhamento de riscos:

O projeto de lei de conversão da MP nº 1.304/2025, em sua redação aprovada pelo Congresso, propôs a criação de um mecanismo de compartilhamento de riscos, com a inclusão do art. 2º-E à Lei nº 10.848/2004. O mecanismo permitiria o compartilhamento, entre agentes dos riscos associados à produção de energia decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas que afetem empreendimentos hidrelétricos, eólicos e solares outorgados.

Mecanismos similares já existem no setor como é o caso do compartilhamento dos riscos hidrológicos de usinas hidrelétricas, o MRE. No entanto, o dispositivo foi vetado pela Presidência da República ao sancionar a Lei nº 15.269/2025, sob a justificativa de que haveria conflito com o interesse público “ao restringir o alcance de eventual solução regulatória para o compartilhamento de riscos decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas apenas a empreendimentos outorgados”.

Vale destacar que, na 3ª fase da Consulta Pública nº 45/2019, em andamento na Aneel, está sendo proposto um mecanismo de rateio *ex-post* de cortes de geração entre os agentes de geração no âmbito da CCEE.

³⁰ mediante inclusão dos § 10 e § 11, Art 1º da Lei 10.848/2004

8.

TEMAS RELEVANTES PARA O SEGMENTO DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

8.1) Prorrogação de concessões de UHE

A Lei nº 15.269/2025 alterou significativamente o tratamento dado pela Lei nº 12.782/2013 à prorrogação das outorgas de aproveitamentos hidrelétricos, especificamente no que se refere às usinas com capacidade instalada superior a 50.000 kW ou situada entre 5.000 kW e 50.000 kW, por meio da adição dos art. 1º-A e 1º B.

8.1.1) Cenário Atual

Em regra, as outorgas de usinas hidrelétricas cuja capacidade instalada seja superior a 50.000 kW têm sido prorrogadas sob o regime de cotas de garantia física, que estabelece:

- remuneração por meio de tarifa calculada pela Aneel;
- alocação das cotas de garantia física às distribuidoras do SIN; e
- submissão a padrões de qualidade fixados pela Aneel.

O regime de cotas em questão tem levado inúmeros *players* a pleitearem perante a Aneel a não submissão de suas prorrogações a esse regime. A Aneel, por sua vez, tem tratado tais demandas de forma casuística, com fundamento em pareceres da Procuradoria Federal.

8.1.2) Alterações trazidas pela Lei nº 15.269/2025

A nova lei permite a prorrogação, pelo prazo de 30 anos, de usinas hidrelétricas outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003, sem submissão ao regime de cotas de garantia física e mantendo a faculdade do Poder Concedente de optar pela licitação.

No caso de opção pela prorrogação, o poder concedente observará as seguintes condições:

- Pagamento de 50% do valor estimado da concessão à CDE.
- Pagamento, pela outorga, de 50% do valor estimado da concessão (valor a ser destinado também para a CDE no caso de prorrogação ou licitação de outorgas com vencimento até 31 de dezembro de 2032).
- Alteração do regime de serviço público para produção independente.
- Assunção do risco hidrológico pelo concessionário.
- Recálculo da garantia física, sem limite de variação e sujeição a revisões periódicas.
- Prazo de até 30 anos.

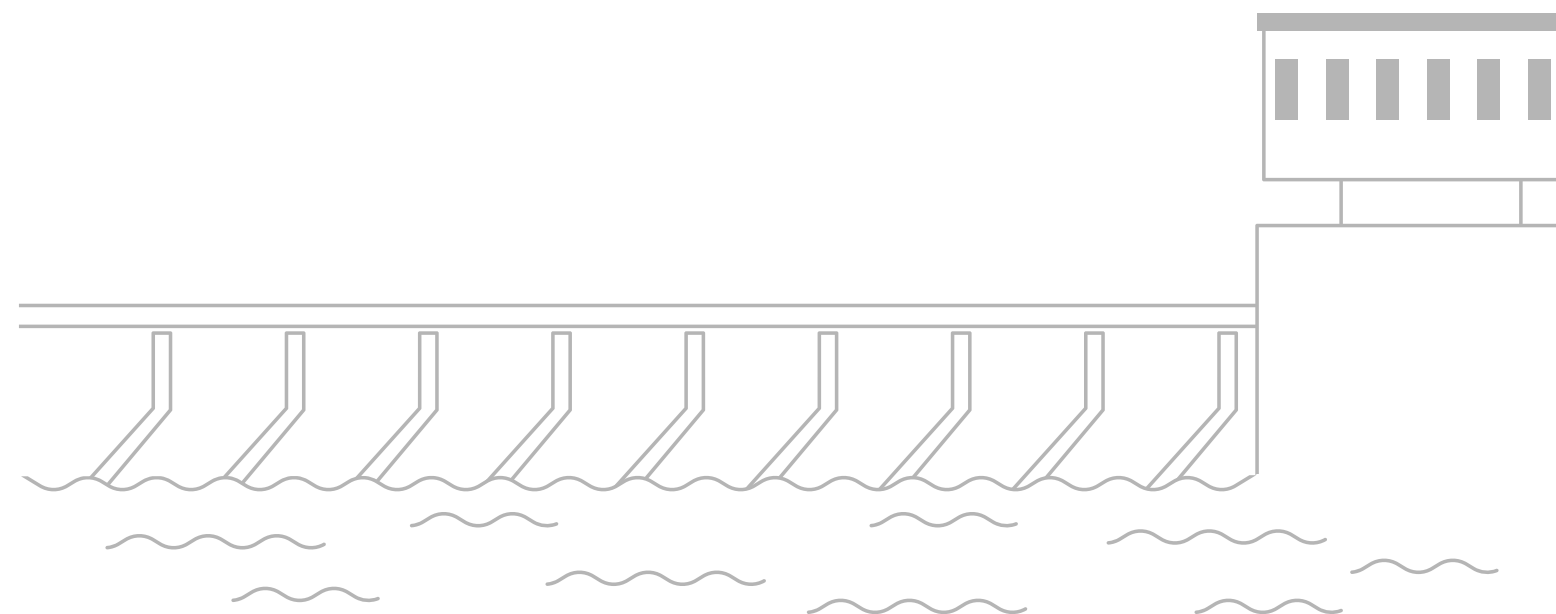
8.1.3) Outras alterações relevantes para a prorrogação de concessões de hidrelétricas acima de 50 MW (mediante a inclusão do art. 1º-B na Lei nº 12.783/2013):

- Assegura-se ao titular da outorga prorrogada a comercialização em qualquer ambiente de contratação. O Poder Executivo pode exigir um percentual mínimo a ser destinado à contratação regulada.
- A metodologia de cálculo do valor da concessão deve ser definida pelo Poder Executivo, considerando o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, com base na metodologia de valor novo de reposição (similar ao cálculo da indenização para fins de licitação na forma da Lei 12.783/2013).
- Se houver alteração do regime do gerador hídrico de serviço público para produção independente, não haverá necessidade de pagamento pelo UBP.
- As disposições também se aplicam a concessões sob regime de produção independente ou autoprodução, observada a prorrogação para empreendimentos com capacidade instalada entre 5MW e 50MW.
- Em caso de opção pela licitação, aplicam-se as mesmas regras às novas concessões. As licitações poderão utilizar os critérios de menor valor da tarifa (ou menor preço de venda em leilão regulado), de maior oferta de bônus de outorga, ou a combinação dos dois critérios.

Atenção!

A Lei nº 15.269/2025 também introduziu uma alteração relevante para o regime de prorrogação onerosa (com pagamento de UBP e Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) de centrais hidrelétricas entre 5 MW e 50 MW. Trata-se de alteração promovida no art. 2º da Lei nº 12.783/2013, que se aplica especificamente à prorrogação de outorgas de empreendimentos entre 5 MW e 50 MW, com o objetivo de esclarecer que a restrição à prorrogação de outorgas já prorrogadas anteriormente se refere somente a prorrogações que foram aprovadas na forma desse mesmo art. 2º.

Com essa alteração, fica mantida a possibilidade de prorrogação de outorga com base no art. 2º da Lei nº 12.783/2013 para usinas que obtiveram ou venham a obter prorrogação com fundamento diverso do art. 2º. Por exemplo, uma usina teve a outorga prorrogada com fundamento no art. 26, §7º, da Lei nº 9.427/1996 por prazo suficiente à amortização dos investimentos em ampliação visando ao aproveitamento ótimo, limitado a 20 anos.





8.2) Mecanismo concorrencial para resolução do passivo do GSF (Lei nº 13.203/2015)

A Lei nº 15.269/2025 trouxe ajustes especialmente importantes quanto ao risco hidrológico e à gestão de débitos no MCP decorrentes de ações judiciais em curso relacionadas à isenção ou mitigação dos efeitos de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. Esses débitos serão passíveis de negociação por meio de mecanismo concorrencial centralizado operacionalizado pela CCEE, conforme já havia sido previsto e operacionalizado no âmbito da MP nº 1.300/2025.

Primeiramente, foi imposto um prazo limite de 12 meses para a apresentação de requerimento pelos agentes hidrelétricos que possuem montantes a serem ressarcidos referentes ao ano de 2015 e desejam repactuar o risco hidrológico, nos termos do art. 1º da Lei 13.203/2015 e da REN nº 1.009/2022.

Além disso, estabeleceu-se um novo mecanismo para repactuar os montantes financeiros não pagos na liquidação financeira do mercado de curto prazo operada pela CCEE, decorrentes de ações judiciais em curso que requeiram a isenção ou mitigação dos efeitos de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

Assim, os agentes que possuem débitos em discussão judicial e que não requeiram a repactuação do risco hidrológico em até 12 meses contados da publicação da Lei nº 15.269/2025 deverão realizar tal repactuação mediante a participação em mecanismo concorrencial centralizado operacionalizado pela CCEE.

O novo mecanismo consistirá na venda de títulos cuja soma equivalerá aos valores não pagos da liquidação do MCP e que poderão ser adquiridos por usinas hidrelétricas participantes do MRE.

A compensação ocorrerá, exclusivamente, mediante a extensão do prazo de outorga do empreendimento, com **redução do limite de extensão de 15 para 7 anos**.

Os agentes hidrelétricos que desejarem incluir seus débitos no mecanismo concorrencial deverão apresentar:

- 1 | cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com a resolução de mérito, que configurará como declaração de desistência da ação e renúncia a qualquer alegação de direito sobre o qual a ação se funda; ou
- 2 | termo de compromisso renunciando a qualquer pretensão judicial, caso o requerente não seja litigante de ação em curso.

Para o item 2, como o caput do novo artigo limita o mecanismo para ações em curso, é necessário que o agente solicitante não seja litigante, mas se beneficie de alguma forma de ação judicial em curso (ações de associações, por exemplo).

A desistência da ação judicial terá eficácia, quando aplicável, somente caso o agente consiga liquidar integralmente o seu débito. No entanto, essa condicionante não está prevista para agentes “não litigantes”. Dessa forma, é possível que a Aneel ou CCEE interpretem que esses agentes deverão renunciar ao seu direito de pleitear eventual ressarcimento mesmo que não consigam liquidar seus débitos integralmente no mecanismo concorrencial.

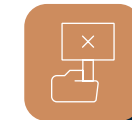
A receita do mecanismo será utilizada para sanar os valores inadimplentes no MCP e, caso haja excedente, para contenção de impacto tarifário de consumidores regulados da região Norte do Brasil, conforme diretrizes do MME. Especificamente para o ano de 2025, os valores excedentes do mecanismo devem ser utilizados apenas para as distribuidoras da região Norte que ainda não passaram por reajuste ou revisão tarifária.

Essas medidas buscam equilibrar riscos, reduzir litígios e dar maior estabilidade ao setor.



8.3) Licenciamento ambiental prioritário para usinas hidrelétricas (Lei nº 15.190/2025 – Lei Geral do Licenciamento Ambiental)

A Lei nº 15.269/2025 cria um procedimento especial para a análise prioritária de empreendimentos estratégicos no licenciamento ambiental. As modificações definem qualquer **usina hidrelétrica, inclusive reversíveis, como estratégica** para a segurança hídrica e energética e estabilidade do SIN e para a matriz energética nacional,, garantindo prioridade no processo sem necessidade de decreto do Conselho do Governo.



VETO

Licenciamento ambiental (inclui o § 3º no art. 24 da Lei nº 15.190/2025):

O projeto de lei de conversão da MP nº 1.304/2025 previa um rito especial, inclusive com relação aos prazos de análise, para o licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas. O dispositivo foi vetado pela Presidência da República sob a justificativa de que “contraria o interesse público ao impor prazo exíguo e rígido para a conclusão da análise do licenciamento ambiental especial de usinas hidrelétricas, cujos impactos socioambientais são expressivos e requerem avaliação técnica aprofundada. A fixação do prazo nos termos do dispositivo desconsidera a complexidade inerente ao processo de licenciamento e a efetividade da análise ambiental”.

9.

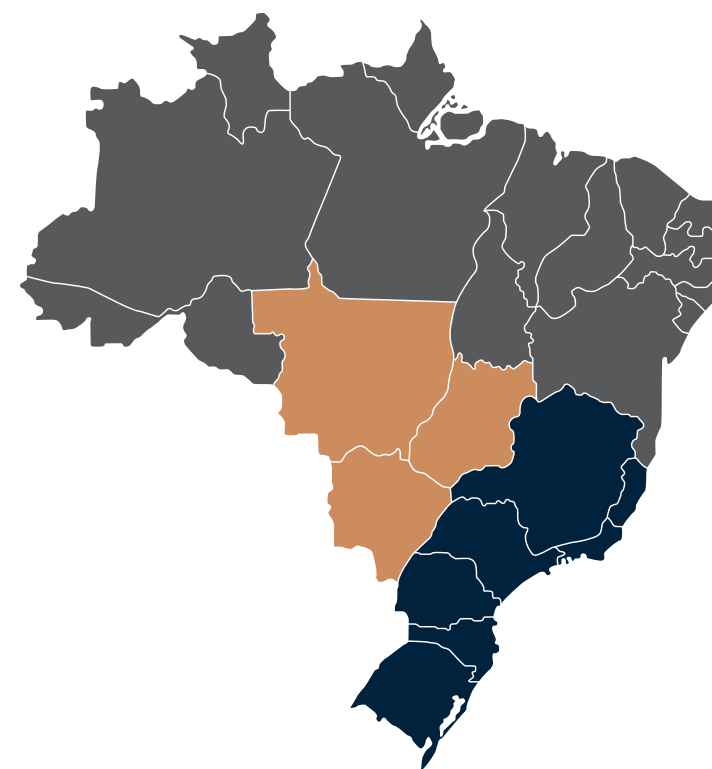
ALTERAÇÕES NA LEI DE
DESESTATIZAÇÃO DA
ELETROBRAS (LEI Nº 14.182/2021)

Destaca-se o dispositivo introduzido na Lei de Desestatização da Eletrobras, especificamente no extenso §1º do art. 1º, que trata dos mecanismos de contratação e prorrogação de contratos de fontes e tecnologias específicas, inclusive com a especificação de montantes e prazos de contratação, preço-teto e locais de implantação. O Demarest produziu um e-book completo sobre esse tema ([Congresso Nacional discute vetos presidenciais ao Marco Legal das Eólicas Offshore](#)), trazendo o histórico desde a edição da Lei de Desestatização, passando pelas alterações promovidas pelo Marco Legal das Eólicas Offshore, os vetos presidenciais e a discussão posterior no Congresso sobre a rejeição a esses vetos.

No âmbito da Lei nº 15.269/2025, as seguintes alterações foram promovidas:

- **Exclusão do mecanismo de contratação de termelétricas a gás natural:** exclusão da contratação compulsória de 8 GW de usinas termelétricas a gás natural em regiões específicas (§1º do art. 1º), simplificando a redação do dispositivo em relação ao texto original. Com isso, foi mantida somente a prorrogação de contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“Proinfa”) e a contratação de 4.900 MW de centrais hidrelétricas de até 50 MW, com a previsão específica de contratação na modalidade de leilão de reserva de capacidade.
- **Atenção:** o Congresso ainda não deliberou a rejeição aos vetos ao Marco Legal das Eólicas Offshore, que poderia restaurar a contratação compulsória de termelétricas a gás natural e os dispositivos sobre a contratação de termelétricas a carvão mineral no texto do §1º, com a redação original do marco legal aprovado pelo Congresso. Para compreender melhor esse tema, vale conferir nosso e-book sobre os vetos presidenciais destacado acima.
- **Mudança no índice de reajuste do preço-teto para contratação de PCHs:** alteração do índice de atualização do preço-teto das licitações para centrais hidrelétricas até 50 MW (§1º do art. 1º), aplicando o **Índice Nacional de Custo da Construção (“INCC”) até o leilão e o IPCA após a realização do leilão**, visando aumentar a aderência ao Capex (capital expenditure) e à variação de custos de construção desde 2019 (considerando que a referência de preço-teto remete àquele estabelecido para empreendimentos sem outorga no Leilão A-6 de 2019).

- **Divisão regional da contratação de centrais hidrelétricas de até 50 MW:** alterações no §14 do art. 1º mantiveram a contratação obrigatória de 3.000 MW até o 1º trimestre de 2026, com início de suprimento escalonado de 1.000 MW por ano entre 2032 e 2034 (2º semestre de cada ano). Além disso, ajustaram regras de distribuição dos montantes de contratação obrigatória de acordo com o ano de realização do leilão, o início de suprimento e a localização da usina pelas regiões do país, divididas em três grupos:



Centro-Oeste: 1.837 MW
Sul e Sudeste: 918 MW
Norte e Nordeste: 245 MW

A contratação do montante adicional de 1.900 MW deverá seguir os seguintes critérios locais:

Centro-Oeste: 1.163 MW
Sul e Sudeste: 581 MW
Norte e Nordeste: 156 MW

Atenção: A Lei nº 15.269/2025 alterou o §20 introduzido pela MP nº 1.304/2025, excluindo a vedação de participação no MRE e a previsão de modulação diária da geração para as centrais hidrelétricas de que trata o art. 1º da Lei nº 14.182/2021. Em sua nova redação, o §20 prevê a contratação dessa fonte na modalidade de leilão de reserva de capacidade, conforme diretrizes estabelecidas pelo poder concedente.

- **Contratação compulsória de usinas a biomassa:** a nova redação também cria a obrigação adicional de contratar 3.000 MW de usinas termelétricas a biomassa na modalidade de leilão de reserva de capacidade. Além disso, limita a contratação prevista na lei à necessidade do sistema, conforme critérios do CNPE, exceto para o montante de 3000 MW a ser licitado até o primeiro trimestre de 2026, que deverá ser contratado independentemente da necessidade do sistema.
Atenção: dispositivos introduzidos na Lei nº 14.182/2021 pelo Marco Legal das Eólicas Offshore que haviam sido vetados pelo Presidente da República e cujo veto já foi rejeitado pelo Congresso permaneceram na Lei nº 14.182/2021, conforme abaixo:
- Contratação de 250 MW de energia proveniente do hidrogênio líquido a partir do etanol na Região Nordeste até o 2º semestre de 2024, com entrega até 31 de dezembro de 2029; e 300 MW de energia proveniente de eólicas na Região Sul até o 2º semestre de 2025, com entrega até 31 de dezembro de 2030.
- Transferência de capacidade não contratada para leilões futuros, conforme o §16 do art. 1º da Lei da Eletrobras, que permite que eventuais montantes de capacidade previstos nesse artigo e não contratados nos prazos originalmente estabelecidos devido à ausência de oferta sejam transferidos para anos subsequentes. Essa medida garante que as capacidades não contratadas sejam transferidas para novos certames até que os volumes previstos por unidade federativa sejam atingidos integralmente, com prorrogação proporcional dos prazos de entrega da energia.
- Condições de prorrogação dos contratos do Proinfa estabelecidos no art. 23 da Lei nº 14.182/2023.



10.

ALTERAÇÕES NO ARCABOUÇO INSTITUCIONAL E NA GOVERNANÇA DO SETOR

A Lei nº 15.269/2025 promoveu mudanças relevantes na estrutura regulatória e na governança do setor elétrico brasileiro, com destaque para a ampliação de competência de órgãos setoriais e suas responsabilidades administrativas:

10.1) Aneel



Ajustes no mandato institucional da Aneel: a partir de alterações no art. 3º da Lei nº 9.427/1996 conferem competência expressa à Aneel para regular e fiscalizar atividades de armazenamento e comercialização de energia elétrica, e fiscalizar autorizações de instalações.



Alteração no teto de multas administrativas: a Lei nº 15.269/2025 também altera o teto das penalidades de 2% para 3% do faturamento anual ou sobre o valor estimado da energia produzida. Além disso, permite a penalização de unidades consumidoras autorizadas. Essa possibilidade gera dúvidas, pois a atividade de consumo, normalmente, não exige outorga de autorização. Pode ser que a alteração se refira aos consumidores autorizados a se conectar à Rede Básica. De toda forma, esse ponto ainda carece de regulamentação, provavelmente mediante ajuste na REN nº 846/2019.

Outro ponto relevante é a possibilidade de descentralização das atividades da Aneel para unidades federativas, o que pode alterar a dinâmica de fiscalização, conforme alterações promovidas no art. 20 da Lei nº 9.427/1996.

Com relação ao acesso à rede, mediante alterações no art. 9º da Lei nº 9.648/1998, a competência da Aneel também foi ampliada para regular o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão para consumidores e agentes dispensados de concessão e autorização, bem como para estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia, conforme já abordado anteriormente.



VETO

Contratação de uso do sistema de transmissão
O projeto de lei de conversão da MP nº 1.304/2025 previa a criação de um mecanismo concorrencial para a contratação de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, mediante a inclusão dos §§ 3º e 4º no art. 9º da Lei nº 9.648/98.
As disposições, no entanto, foram vetadas pela Presidência da República ao sancionar a Lei nº 15.269/2025.



10.2) CCEE

Alterações promovidas no art. 4º da Lei nº 10.848/2004 (dispositivo que autorizou a criação da CCEE e previu as diretrizes básicas de sua estrutura e mandato institucional) estabelecem que **a CCEE** poderá monitorar associados e operações, prevendo responsabilização civil e administrativa, inclusive de terceiros contratados para supervisão. A Lei nº 15.269/2025 prevê a responsabilização civil, administrativa e penal dos administradores das empresas associadas à CCEE, além de autorizar a Câmara a atuar em outros mercados e serviços, como garantias e certificação de energia.

Ademais, a CCEE passa a se chamar Câmara de Comercialização de Energia, com a supressão do termo “Elétrica” ao final. Essa mudança possibilita a atuação da CCEE em outros mercados de energia, como o de gás natural.

10.3) EPE

Por meio de alterações nos arts. 2º-A e 4º, §2º, da Lei nº 10.847/2004, a Lei nº 15.269/2025 insere no mandato institucional da EPE:

- A necessidade de incluir no planejamento da expansão do SIN, em caráter prioritário, o empreendimento de transmissão destinado a interligar os sistemas elétricos das cidades de Manaus (AM) e Porto Velho (RO), bem como considerar essa interligação como prioritária para elaborar os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental e definir os projetos que subsidiarão a licitação para concessão do empreendimento.
- A promoção de estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental, para a concepção de projetos de sistemas de armazenamento hidráulico, incluindo a obtenção dos diplomas ambientais necessários, conforme já abordado anteriormente.



11.

OUTRAS MEDIDAS

11.1) Descomissionamento de termelétricas a carvão (Lei nº 9.074/1995)

A Lei nº 15.269/2025 traz a possibilidade de antecipar o descomissionamento e distrato de contratos regulados de térmicas movidas a carvão, nacional ou importado, mediante pedido do empreendedor apresentado à Aneel com antecedência de seis meses do descomissionamento pretendido ou do início das obras de conversão (que se entende ser a mudança de combustível). O distrato dos contratos regulados deverá ocorrer sem ônus para o gerador e para a distribuidora, que, caso aplicável, terá a exposição involuntária reconhecida.

A medida é relevante para a cadeia produtiva do carvão mineral, considerando que os leilões recentes têm imposto requisitos de flexibilidade cada vez mais rigorosos que dificultam a participação dessas usinas, e que a política de transição energética do governo desestimula o uso de combustíveis fósseis.

11.2) Sistemas Isolados e Contratações (Lei nº 12.111/2009)

A Lei nº 15.269/2025 trouxe regras específicas para o fornecimento de energia elétrica nos **Sistemas Isolados** (regiões não conectadas ao SIN).

O art. 4º-E adicionado à Lei nº 12.111/2009 estabelece o termo final de 12 meses após a previsão do poder concedente para a entrada em operação de soluções de suprimento que possam dispensar o despacho termelétrico local, por razão de confiabilidade. Tal prazo se aplica aos contratos em que:

- a Aneel reconheceu a exposição involuntária da distribuidora devido à interligação ao SIN; e
- o lastro é coberto, direta ou indiretamente, por usinas termelétricas cujas despesas com transporte dutoviário de gás natural são custeadas pela CCC.

Na prática, a nova redação concede prazo, a princípio, indeterminado para esses contratos, condicionando seu termo a um evento futuro e incerto. Além disso, pode haver aumento de custos da CCC caso o reembolso do custo de transporte do gás esteja vinculado ao prazo dos contratos.



VETOS

Contratação via chamada pública: o projeto de lei de conversão da MP nº 1.304/2025 enviado para sanção presidencial previa que concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços de distribuição poderiam atender seus mercados por meio de chamada pública, que abrangeria todos os serviços de energia elétrica, desde a produção até a entrega final ao usuário.

A proposta pretendia instituir um dever de contratação pelas distribuidoras com atuação em Sistemas Isolados para atender à totalidade de seus mercados mediante chamada pública, sem a necessidade de licitação e de participação da Aneel.

O artigo, no entanto, foi vetado pela Presidência da República sob a seguinte justificativa:

“O dispositivo contraria o interesse público ao impor a contratação integral do suprimento dos Sistemas Isolados por meio de chamada pública pelas distribuidoras locais. As competências relativas ao planejamento e à definição das diretrizes de contratação nessas localidades são próprias do Poder Concedente, e o dispositivo, ao atribuir às concessionárias, permissionárias e autorizadas a prerrogativa de substituir o modelo atual de contratação, compromete a coerência do processo de planejamento e a adequada coordenação das políticas públicas aplicáveis aos Sistemas Isolados.”

Interligação dos Sistemas Isolados: o projeto de lei de conversão da MP nº 1.304/2025 enviado para sanção presidencial previa que o planejamento da expansão priorizasse empreendimentos de transmissão que permitissem a interligação dos sistemas isolados das capitais dos estados do Amazonas e de Rondônia. Sobre o tema, o texto também previa que a licitação da linha de transmissão referida ocorresse em caráter prioritário, observados o planejamento setorial e os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental. A Lei nº 15.269/2025, no entanto, wu o dispositivo que previa essa prioridade, sob a justificativa de que “A imposição de prioridade legal específica pode comprometer a alocação eficiente de recursos, deslocar projetos estruturantes já programados e afetar a racionalidade do processo de expansão da transmissão, com potenciais reflexos sobre custos e tarifas.”

11.3) Contratação de energia regulada (Lei nº 10.848/2004)

A Lei nº 15.269/2025 eliminou do **art. 2º** o prazo mínimo de 15 anos para contratação regulada, dando maior flexibilidade ao Poder Concedente para contratar energia nova sem comprometer-se com contratos de longo prazo.

O **§ 8º-B** reduziu a obrigatoriedade de contratação regulada pela distribuidora para atendimento de 100% do seu mercado consumidor, permitindo ajustes conforme dispositivos a serem fixados em ato do Poder Executivo.

11.4) Crédito Fiscal Programa de Hidrogênio de Baixa Emissão (Lei nº 14.990/2024)

Alterações implementadas no **art. 4º** postergaram o benefício fiscal de 2028–2032 para **2030–2034**.



11.5) Política energética e royalties (Lei nº 9.478/1997)

A Lei nº 15.269/2025 estabelece nos arts. 1º e 2º duas políticas nacionais relevantes para o setor energético:

- incentivo à expansão, manutenção e modernização do potencial hidrelétrico; e
- maximização do aproveitamento da produção nacional de gás natural.



VETOS

Royalties do Petróleo e Gás Natural (alteração do artigo 47 da Lei nº 9.478/1997)

O texto da MP nº 1.304/2025 enviado para sanção presidencial alterava o método de cálculo dos royalties de petróleo, gás natural e condensado, que passariam a ser vinculados a cotações internacionais. O dispositivo foi vetado na Lei nº 15.269/2025. Consequentemente, também foi vetado o § 1º no art. 42-A na Lei nº 12.351/2010.

11.6) Ampliação das competências da PPSA (Lei nº 12.304/2010)

A Pré-Sal Petróleo S.A. (“PPSA”) teve sua competência ampliada para representar a União não apenas na gestão e comercialização do petróleo e gás natural do pré-sal, mas também na celebração de contratos de escoamento, transporte, processamento, tratamento, refino e beneficiamento de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

11.7) Contratação de usinas de carvão nacional

A Lei nº 15.269/2025 estabelece a obrigação de recontratar, por meio de Leilão de Reserva de Capacidade, as:

- Usinas termelétricas movidas a carvão mineral nacional que recebam subsídios da CDE para aquisição do insumo, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022.
- Usinas termelétricas a carvão nacional que possuam CCEAR em 31 de dezembro de 2022 com previsão de término não superior a 31 de dezembro de 2028.

As contratações deverão observar o prazo final do contrato em 31 de dezembro de 2040 e contemplar inflexibilidade anual calculada com base no montante mínimo de combustível previamente contratado, desde que o fornecimento desse combustível estivesse vigente em 31 de dezembro de 2022. As outorgas dessas usinas serão prorrogadas por mais 25 anos.

As receitas fixas e variáveis deverão seguir o custo variável unitário (“CVU”) teto aplicável à geração a carvão mineral, conforme estabelecido no Leilão de Energia Nova A-6/2019, devidamente atualizado até a data da contratação. No âmbito do certame, especificamente para essas usinas, o Poder Executivo poderá impor requisitos relativos a controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição para a contratação, bem como limitar a capacidade de armazenamento a, no máximo, cinco por cento da inflexibilidade diária média da planta. O descumprimento dessas obrigações implicará a responsabilidade da usina pelo custeio do ERCAP proporcionalmente à energia gerada.



12.

OUTROS VETOS

Além daqueles já indicados no decorrer deste documento, outros vetos foram objeto da Lei nº 15.269/2025:

12.1) Programa Luz pra Todos:

A MP nº 1.304/2025 previa a destinação de recursos da CDE, que deveriam ser alocados para o programa Luz Para Todos, à distribuição de equipamentos que permitissem a recepção de sinal de TV aberta. O dispositivo foi vetado na Lei nº 15.269/2025, sob a justificativa de que a inclusão desviava a finalidade da CDE ao aplicar recursos em áreas não relacionadas à energia elétrica. (Art. 13-B da Lei nº 10.438/2002).

12.2) Destinação do Fundo Social – FS

(Inciso III do § 4º do art. 47 e inclusão do art. 47-B na Lei nº 12.351/2010): a MP 1.304/2025 previa a ampliação do escopo de destinação do Fundo Social (FS) para incluir o financiamento de infraestruturas estratégicas no setor de gás natural, conforme diretrizes estabelecidas pelo CNPE. Os dispositivos foram vetados na Lei nº 15.269/2025.

12.3) Possibilidade de enquadramento de usinas já outorgadas ou registradas na Aneel como MMGD (Lei nº 14.300/2022)

O texto da MP nº 1.304/2025 enviado para sanção presidencial permitia que usinas já outorgadas ou registradas na Aneel fossem enquadradas como MMGD, desde que conectadas à distribuidora e sem incorporação das instalações restritas. Tal dispositivo foi vetado na Lei nº 15.296/2025.

Retorno dos Vetos ao Congresso

Em relação aos vetos da Lei 15.269/2025, nos termos regimentais, após o encaminhamento da mensagem presidencial informando os dispositivos vetados e as suas respectivas justificativas, a matéria está pronta para votação pelo plenário do Congresso.

Após 30 dias sem deliberação, contados do recebimento da mensagem de veto, os vetos são incluídos de forma automática na pauta do Congresso Nacional. Apesar da possibilidade de sobrestamento dos vetos nas demais deliberações do Congresso, na prática, o presidente do Senado pode alterar a ordem dos itens a serem votados, adiando a apreciação dos vetos.

A convocação de sessão é prerrogativa do presidente do Senado Federal, que dirige a Mesa do Congresso.

A rejeição do veto requer a maioria absoluta dos votos de deputados e senadores, ou seja, 257 votos de deputados e 41 votos de senadores, respectivamente.

O veto pode ser objeto de destaque para votação em separado. Tais requerimentos de votação não dependem de deliberação do plenário e são propostos pelo líder do partido.

A pendência da apreciação do veto não suspende os efeitos dos demais dispositivos da lei promulgada.

A implementação de algumas das novas diretrizes trazidas pela Lei nº 15.269/2025 dependerá de regulamentações complementares pela Aneel e demais órgãos setoriais, além da adaptação dos agentes do setor às novas exigências legais.

13) Dispositivos expressamente revogados

TEMA	REDAÇÃO MP	O QUE MUDOU?
Revogações expressas	<p>Art. 23.</p> <p>Ficam revogados:</p> <p>I – os arts. 20 e 21 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021;</p> <p>II – o art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007;</p> <p>III – o inciso III do art. 2º-A da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;</p> <p>IV – o art. 11 da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;</p> <p>V – o parágrafo único do art. 22 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022; e</p> <p>VI – o § 3º-F do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.</p>	<p>I – Revoga a obrigação de contratação, via leilão de reserva de capacidade, de térmicas a gás natural prevista na Lei da Eletrobrás.</p> <p>II – Revoga o artigo que trata da definição e dos requisitos atuais para enquadramento da autoprodução por equiparação.</p> <p>III – Revoga o artigo que trata da obrigação de destinação mínima de 70% da parcela da garantia física ao ACR para os empreendimentos de geração licitados nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2012.</p> <p>IV - Revoga artigo que regula a proporção de ações necessárias para reconhecimento do autoprodutor equiparado;</p> <p>V – Revoga o artigo que garante a cobertura da CDE sobre as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh por ano.</p> <p>VI – Revoga a obrigação de ajuste gradual e uniforme das quotas anuais da CDE para consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 69 kV ou nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.</p> <p>Dessa forma, não há mais limitação para ajustes desses valores, que deverão ser, respectivamente, até 2030, de um terço e dois terços daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.</p>

14) Disposições transitórias e entrada em vigor

TEMA	REDAÇÃO MP	O QUE MUDOU?
Vigência	<p>Art. 24.</p> <p>Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação e produz efeitos:</p> <p>I – em 1º de janeiro de 2026, quanto ao:</p> <p>a) art. 14;</p> <p>b) ao inciso V do art. 23;</p> <p>II – em 90 dias da data de sua publicação, quanto ao art. 9º, na parte que inclui o art. 3º-D na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2024;</p> <p>III – em 1º de janeiro de 2027, quanto ao art. 6º, apenas na parte que acrescenta o art. 1º-A e nas que alteram os arts. 4º e 5º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000; e</p> <p>IV – na data de sua publicação, quanto aos demais dispositivos.</p>	<p>As disposições da MP deverão entrar em vigor na data de publicação da lei, exceto:</p> <ul style="list-style-type: none">• Entram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026:1. A cobertura da CDE sobre as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE2. Revogação do artigo que garante a cobertura da CDE sobre as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh por ano. <ul style="list-style-type: none">• Em até 90 dias da publicação da Lei: A obrigação de contratação de usinas a carvão subsidiadas pela CDE na forma de reserva de capacidade.• Entram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2027: disposição vetada.



NOSSO TIME

A equipe de Energia e Recursos Naturais do Demarest está à disposição para discutir e esclarecer os temas aqui tratados.



Rosi Costa Barros
Sócia
São Paulo
+55 11 3356 1353
rcbarros@demarest.com.br



Henrique Reis
Sócio
Belo Horizonte
+55 11 3356 1220
hreis@demarest.com.br



Maria Beatriz Grella Vieira
Sócia
São Paulo
+55 11 3356 1223
bgrella@demarest.com.br



Marcelo Guarany
Sócio
Brasília
+55 61 3243 1162
mguarany@demarest.com.br



Thais Tarelho
Advogada
São Paulo
+55 11 3356 1354
ttarelho@demarest.com.br



Oscar Hatakeyama
Advogado
São Paulo
+55 11 3356 2234
ohatakeyama@demarest.com.br



Luana Bastos Ferraz
Advogada
São Paulo
+55 11 3356 1237
luferraz@demarest.com.br



André Oliveira
Advogado
São Paulo
+55 11 3356 1994
aoliveira@demarest.com.br



Arthur Azerêdo
Advogado
São Paulo
+55 11 3356 2036
aazeredo@demarest.com.br



Livia Correia
Advogada
São Paulo
+55 11 3356 2159
lcorreia@demarest.com.br



Arthur Plotz
Advogado
São Paulo
+55 11 3356 1221
aplotz@demarest.com.br



Barbara Forniell
Advogada
São Paulo
+55 11 3356 1741
bforniell@demarest.com.br

SÃO PAULO
RIO DE JANEIRO
BRASÍLIA