Lei nº 15.269/2025

Cortez Pimentel & Melcop ADVOGADOS

ABRAPCH
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHs E CGHs

Lei nº 15.269/2025

Foi publicada em 25/11/2025, após sanção presidencial, a Lei nº 15.269/2025, derivada da Medida Provisória nº 1.304/2025, que busca modernizar o desenho institucional do setor, reduzir encargos e tarifas e consolidar mecanismos de segurança energética e de flexibilidade operativa.

A amplitude das alterações promovidas, que abrangem, entre outros temas, a regulação dos sistemas de armazenamento de energia, a abertura do mercado livre e a expansão das competências da ANEEL, tende a produzir efeitos regulatórios complexos, cuja concretização dependerá, por determinação legal, de futuros processos regulamentares a serem conduzidos pelos órgãos reguladores e pelo Ministério de Minas e Energia.

Sumário Executivo

1. Abertura integral do mercado livre e criação do SUI

A Lei nº 15.269/2025 institui a abertura plena do mercado livre de energia elétrica a todos os consumidores, inclusive de baixa tensão (< 2,3 kV), com implementação escalonada:

Até 24 meses
para consumidores industriais e comerciais;

Até 36 meses
para demais consumidores de baixa tensão.

A medida exige uma separação mais clara entre as atividades de distribuição , comercialização e atendimento regulado, com impactos diretos sobre a modelagem das concessões, a estrutura tarifária e a neutralidade das distribuidoras frente a comercializadores e varejistas.

Para garantir a continuidade do fornecimento, é criada a figura do Supridor de Última Instância (SUI), autorizado pela ANEEL, responsável por atender consumidores livres descontratados mediante produto padrão e tarifa regulada, com custos e riscos socializados via novos encargos tarifários no ACL (e, em certas hipóteses, também no ACR).

Impacto principal

Comercializadoras (especialmente varejistas), distribuidoras, grandes e futuros pequenos consumidores livres.

Sumário Executivo

2. Autoprodução e PIE equiparado: elevação de barreiras e restrição de modelos

A Lei introduz o art. 16-B na Lei nº 9.074/1995, redefinindo o regime de autoprodução (APE) e PIE equiparado à APE com critérios mais restritivos:

- Demanda contratada agregada mínima de 30 MW e 3 MW por unidade consumidora;
- Necessidade de participação societária ou controle comum, com direito a voto compatível com a participação econômica;
- Exigência de participação mínima de 30% do capital total em estruturas com ações sem direito a voto de alta relevância econômica.

Impacto principal

Grandes consumidores, estruturas de autoprodução/equiparação, projetos cooperativos/consorciados e SPEs de geração.

Sumário Executivo

3. CDE e fim do desconto na TUSD/T para consumo

A Lei institui um teto permanente para as despesas da CDE a partir de 2027, limitado ao orçamento de 2025 corrigido pelo IPCA.

Esse arranjo tende a comprimir o espaço fiscal para subsídios, acionando mecanismos de redução proporcional de benefícios quando o teto for ultrapassado, o que configura um modelo de autolimitação dos incentivos.

Além disso, a partir da publicação da Lei, fica vedado o desconto na TUSD/T para o segmento consumo em novos casos, preservando-se apenas situações amparadas por regras de transição (ACL já existente, migrações formalizadas, aumento de MUSD/T previamente requeridos).

Impacto principal

Usinas incentivadas com contratos lastreados em consumo, comercialização varejista e distribuidoras.”

Sumário Executivo

4. Curtailment

O texto positiva em Lei o custeio via ESS de restrições operativas por indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica, com exclusão de eventos de natureza estritamente energética.

Adicionalmente, estrutura um regime de compensação retroativa (a partir de 1º/09/2023), condicionado à renúncia de ações judiciais e à celebração de termo de compromisso com o Poder Concedente.

Impacto principal

Geradores centralizados (especialmente eólicos e solares), autoprodutores, financiadores e contratantes de longo prazo.

Sumário Executivo

5. Armazenamento de energia: regulação, contratação e incentivos

A Lei incorpora formalmente os sistemas de armazenamento de energia ao marco setorial, sob regulação direta da ANEEL, e distingue dois modelos principais:

- Usinas hidrelétricas reversíveis: tratadas como armazenamento hidráulico, com planejamento centralizado pela EPE, que pode realizar estudos, obter licenças e preparar licitações;
- Sistemas eletroquímicos (baterias): de natureza modular, podem operar de forma autônoma ou vinculada a outorga/unidade consumidora. Quando utilizados para reserva operativa de potência em benefício ou segurança do sistema, sua contratação será feita por leilões centralizados, com custos rateados exclusivamente entre geradores, conforme regulação da ANEEL.

No plano de incentivos, os sistemas de armazenamento são enquadrados como projetos de infraestrutura com renúncia fiscal de até R$ 1 bilhão por exercício (2026–2030), sujeita à LOA.

A MMGD precisará incorporar BESS para acessar esses benefícios, e o Executivo poderá zerar o Imposto de Importação de baterias e componentes.

Impacto principal

Investidores em armazenamento, geradores (encargo setorial concentrado), MMGD com projetos híbridos geração + storage.

Sumário Executivo

6. Gestão hídrica, contratação de hidrelétricas e novos encargos setoriais

A Lei reforça a integração entre Política Nacional de Recursos Hídricos e planejamento energético, reconhecendo a geração como uso racional da água e valorizando a capacidade de armazenamento e serviços ancilares das hidrelétricas.

Ao mesmo tempo, redesenha o regime de prorrogação e relicitação de grandes UHEs e autoriza leilões relevantes de PCHs, com recorte regional e foco em reserva de capacidade.

Em paralelo, amplia-se o escopo de encargos e obrigações setoriais:

> A TFSEE passa a alcançar também comercializadoras, calculada como 0,40% sobre o montante anual vendido ao consumidor final;

Impacto principal

Hidrelétricas (grandes e PCHs) e agentes expostos à TFSEE.

Sumário Executivo

7. Governança, ANEEL, CCEE e responsabilização de administradores

A Lei amplia as competências da ANEEL, reforçando sua atribuição para:

- Definir condições de acesso e uso da rede para todos os usuários;
- Estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento;
- Conceber mecanismos competitivos associados à reserva de capacidade, com reflexos diretos nas metodologias tarifárias.

A CCEE passa a ser denominada Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, podendo atuar em outros mercados e prestar serviços como gestão de garantias, registros e certificação de energia, desde que mantida segregação administrativa, financeira e contábil entre suas atividades.

Por fim, o novo §17º do art. 4º da Lei nº 10.848/2004 introduz um regime de responsabilização direta de administradores por infrações setoriais, com críticas relevantes sob a ótica da segurança jurídica, técnica legislativa e compatibilidade com o direito societário e sancionador, com potencial efeito inibidor sobre a tomada de decisão em empresas do setor.

Impacto principal

Todos os agentes regulados (pela ampliação do escopo regulatório); administradores, conselheiros e executivos (pela nova disciplina de responsabilidade); CCEE (pela expansão de atividades e exigência de governança reforçada).

Sumário Executivo

8. Prorrogação das PCHs

A nova redação da Lei nº 12.783/2013 autoriza expressamente a prorrogação onerosa das outorgas de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com potência entre 5 MW e 50 MW, desde que ainda vigentes e não prorrogadas anteriormente. As condições incluem pagamento de valores à CDE e pela outorga, adoção do regime de Produção Independente, assunção integral do risco hidrológico, recálculo da garantia física e prazo máximo de 30 anos. O valor econômico será definido por metodologia do Poder Executivo, considerando investimentos não amortizados pelo critério de valor novo de reposição.

Abertura do mercado Livre

Abertura do mercado livre

1. Cronograma de Abertura do Mercado Livre de Energia

A Lei nº 15.269/2025 introduz introduz mudanças estruturais no modelo comercial do setor elétrico brasileiro, ao instituir a abertura integral do mercado livre de energia elétrica a todos os consumidores, inclusive os atendidos em baixa tensão (inferior a 2,3 kV). A medida busca promover maior concorrência, transparência e eficiência econômica na formação dos preços de energia.

De acordo com a Lei, a abertura será implementada de forma escalonada:

- Em até 24 meses, para os consumidores industriais e comerciais;
- Em até 36 meses, para os demais consumidores de baixa tensão.

A transição para o modelo de livre escolha de fornecedor exigirá profunda reestruturação institucional, com separação entre as atividades de distribuição, comercialização e atendimento regulado, especialmente no contexto das renovações das concessões de distribuição. Essa separação visa evitar conflitos de interesse e garantir tratamento isonômico entre consumidores regulados e livres, preservando a neutralidade das distribuidoras em relação aos agentes varejistas e comercializadores.

O dispositivo determina que a implementação da abertura seja precedida da elaboração de um plano nacional de informação e conscientização dos consumidores, com foco na educação sobre as opções contratuais, riscos e direitos no ambiente livre (ACL).

Além disso, deverão ser definidos, por regulamentação da ANEEL e do MME, os critérios tarifários aplicáveis a cada segmento de consumidores, assegurando a separação contábil e econômica entre os custos de fornecimento no ambiente regulado (ACR) e os custos de uso das redes, válidos para consumidores migrantes ao ACL.

2. Criação do Supridor de Última Instância (SUI)

Como parte da transição, a Lei cria a figura do Supridor de Última Instância (SUI), mecanismo essencial para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica a consumidores livres que, por qualquer motivo, não possuam contrato vigente com comercializador.

A função de SUI poderá ser exercida, mediante autorização da ANEEL, por concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia, com ou sem exclusividade, a depender de regulamentação posterior. O agente designado será responsável pelo atendimento emergencial de consumidores descontratados, inclusive em casos de encerramento de atividades de representantes varejistas, assegurando a continuidade do suprimento até a contratação de novo fornecedor.

O marco legal estabelece que o SUI deverá ofertar um produto padrão de energia, com preço de referência e remuneração definida por tarifa específica, fixada pela ANEEL conforme os princípios da modicidade tarifária e da cobertura de custos incorridos. O prazo máximo de suprimento, as hipóteses de obrigatoriedade e os critérios de utilização temporária de energia de reserva deverão ser definidos por regulamentação.

3. Encargos Tarifários

Os custos e efeitos financeiros decorrentes de déficit involuntário do SUI serão rateados entre todos os consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL), mediante encargo tarifário específico. Da mesma forma, o texto prevê que os efeitos da sobrecontratação ou da exposição involuntária das distribuidoras em decorrência da migração de consumidores para o ACL também sejam socializados entre consumidores do ACR e do ACL, mediante pagamento de outro encargo tarifário.

Do ponto de vista econômico-regulatório, a abertura integral do mercado livre tende a intensificar a concorrência e a eficiência na alocação dos recursos energéticos, mas traz desafios significativos quanto à gestão de riscos, proteção do consumidor e sustentabilidade do novo equilíbrio tarifário.

Outro aspecto sensível diz respeito à transparência na definição das tarifas de uso da rede (TUSD/TUST) e à separação contábil das distribuidoras, que precisarão operar simultaneamente em dois ambientes de mercado (regulado e livre) até o pleno desmembramento das atividades. Essa transição exigirá revisão de contratos de concessão, redefinição das bases de remuneração e atualização dos modelos tarifários regulatórios, de modo a evitar subsídios cruzados e preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Assim, a abertura integral do mercado exigirá reforço institucional na governança regulatória, sobretudo na proteção dos consumidores residenciais e de pequeno porte, que passarão a negociar energia em um ambiente competitivo e com maior exposição a risco contratual. Caberá à ANEEL e ao MME estruturar mecanismos de supervisão, portabilidade e transparência, garantindo que a liberalização do mercado seja acompanhada de instrumentos eficazes de informação, defesa do consumidor e mitigação de inadimplência.

Referências: Alteração na Lei nº 9.074/95 (§7º,§16,§17do art. 15; art. 15 – D)

Autoprodução e produção independente de energia Equiparada à autoprodução

Autoprodução e produção independente de energia equiparada à autoprodução

4. Alteração dos critérios para o enquadramento como APE ou PIE equiparado à APE

A **Lei nº 15.269/2025** redefine o regime jurídico da autoprodução de energia ao introduzir o art. 16-B na Lei nº 9.074/1995, estabelecendo critérios mais restritivos para enquadramento de consumidores e para equiparação a produtor independente. Para ser considerado autoprodutor, o consumidor deve ser titular de outorga e produzir energia por sua conta e risco. Para ser um agente equiparado, deverá possuir demanda contratada agregada mínima de 30 MW, com unidades de consumo individuais de pelo menos 3 MW, e participação direta ou controle societário comum na sociedade geradora, com direito a voto proporcional à sua participação econômica no empreendimento.

A equiparação é limitada à parcela da energia correspondente ao consumo próprio ou à participação societária efetiva do consumidor, e o grupo econômico deverá manter participação mínima de 30% do capital social total, quando houver ações sem direito a voto.

Os novos critérios elevam as exigências de porte e de vínculo societário, restringindo a adesão de consumidores de menor demanda e limitando a flexibilidade dos modelos cooperativos e consorciados tradicionalmente utilizados, principalmente para agregar a demanda necessária à estruturação do empreendimento como APE ou PIE equiparado à APE.

Referências: Alteração na Lei nº 9.074/95 (art. 16 – B)

5. Resumo das alterações

Autoprodutor (APE)

Demanda mínima

Não há previsão de demanda mínima (carga de consumo) para o enquadramento como APE. Ou seja, não houve alterações nesse critério.

Modelos permitidos

Como era:

O art. 2º do Decreto nº 2.003/1996 conceituava o Autoprodutor de Energia Elétrica (APE) como "a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo".

Em regulamentação do tema, a ANEEL e a CCEE admitiam a utilização de usinas submetidas a registro (até 5 MW) no regime de APE/PIE equiparado, sob o fundamento de que estariam previamente dispensadas da obtenção de autorização, por expressa previsão legal.

Como fica:

Com a nova redação, surgem dúvidas relevantes quanto à possibilidade de exploração do modelo sob a forma de associação e/ou consórcio.

Também se questiona o enquadramento de usinas submetidas a registro nesse regime.

Ademais, a norma não traz ressalvas à exploração mediante arrendamento ou locação de ativos, desde que a outorga permaneça em nome do titular do consumidor APE ou da sociedade empresarial, no caso de PIE equiparado.

Produtor Independente Equiparado à Autoprodutor (PIE equiparado a APE)

Demanda mínima

Como era:

O art. 2º do Decreto nº 6.210/2007 estabelecia que cada unidade de consumo à qual se destinasse a produção de energia do Produtor Independente de Energia (PIE) equiparado deveria possuir demanda contratada mínima de 3 MW.

Como fica:

A nova redação determina que a demanda contratada agregada da sociedade deverá ser, no mínimo, de 30 MW, mantendo-se a exigência de que cada unidade de consumo possua demanda contratada mínima de 3 MW.

Modelos permitidos

Como era:

Nos termos da Lei nº 11.488/2007, seria equiparada à autoprodução a parcela de energia elétrica adquirida por consumidor diretamente de Sociedade de Propósito Específico (SPE) produtora independente, titular de projeto de geração que tenha entrado em operação comercial após junho de 2007, da qual o respectivo consumidor seja acionista.

Para a aplicação do benefício da equiparação, as unidades consumidoras vinculadas ao consumidor acionista da SPE deveriam possuir demanda contratada mínima de 3 MW, individualmente.

O benefício da autoprodução seria limitado à parcela de energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou à sua participação societária na SPE com direito a voto, prevalecendo o que fosse menor.

Por exemplo, caso o consumidor detenha 50% de participação acionária com direito a voto e destine 100% da energia gerada pela SPE para o atendimento de suas unidades consumidoras, apenas 50% da energia elétrica vendida pela SPE ao consumidor e alocada às suas unidades seria equiparada à autoprodução.

Como fica:

As unidades de consumo vinculadas ao PIE equiparado deverão:

(i) participar, direta ou indiretamente, do capital social da sociedade empresarial titular da outorga, em proporção compatível com a participação societária direta ou indireta, com direito a voto; ou

(ii) estar sob controle societário comum, direto ou indireto, ou serem controladas ou coligadas, direta ou indiretamente.

Em qualquer hipótese, a equiparação será limitada à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou à proporção de sua participação no empreendimento, prevalecendo o que for menor.
Adicionalmente, quando a sociedade emitir ações sem direito a voto que atribuam direitos econômicos superiores aos conferidos pelas ações com direito a voto, a unidade de consumo vinculada ao empreendimento deverá manter participação substancial (mínima de 30%) no capital social total, ponderada pela titularidade das ações com direito a voto.

Regras de transição

Demanda mínima

Novos arranjos de autoprodução, inclusive por equiparação, somente poderão ser constituídos com empreendimentos de geração cuja operação comercial se inicie após a data de publicação da Lei, excetuando-se as usinas que já integrem estruturas de autoprodução, inclusive por equiparação, ressalvadas aquelas submetidas às regras de transição.

Modelos permitidos

Ficam assegurados os direitos adquiridos e os atos jurídicos regularmente celebrados sob a vigência da legislação anterior, de modo a afastar a aplicação dos limites mínimos de demanda contratada e de participação societária mínima, até o prazo final das respectivas outorgas, desde que observadas as seguintes condicionantes:

(i) que o empreendimento tenha sido equiparado a APE antes da publicação da nova lei;

(ii) que integre grupo econômico que detenha 100% das ações ou quotas representativas da pessoa jurídica titular da outorga ou do registro para produção de energia; e

(iii) que, no prazo de até 3 (três) meses, sejam submetidos à CCEE:

(a) contratos de compra e venda de ações ou quotas; ou

(b) contratos de outorga de opções de compra de ações ou quotas, ambos com firma reconhecida em cartório de notas ou assinados com certificado digital, desde que a transferência seja concluída no prazo máximo de 36 (trinta e seis) meses a contar da data de celebração dos contratos.

Desconto na TUSD/T

Desconto na TUSD/T

6. Fim do desconto na TUSD/T no consumo associado às usinas geradoras incentivadas

A partir da publicação da Lei, ficará vedada a aplicação do desconto na TUSD/T para o segmento de consumo.

A regra de transição preserva o benefício apenas para os consumidores que já se encontram no ACL, bem como para aqueles que já tenham formalizado a opção de migração, notadamente por meio da denúncia do CUSD junto à distribuidora, e para os que tenham solicitado aumento de montante de uso do sistema de distribuição ou transmissão (MUSD/T).

Nesses casos, o desconto permanecerá vinculado ao montante originalmente contratado, sendo vedada a extensão do benefício a aumentos posteriores de demanda ou de montante de uso. Esse ponto requer atenção especial no contexto da comercialização varejista, responsável pela representação obrigatória dos consumidores de baixa tensão quando da migração ao ACL, uma vez que a redução do atrativo econômico decorrente do fim do desconto poderá desestimular a expansão da base de consumidores varejistas.

7. Alteração no condicionante para a fruição do desconto por unidades geradoras

Houve a alteração do §1º-O do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, para prever que os percentuais de desconto são aplicáveis desde a emissão das outorgas, deixando de depender da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras.

A perda do benefício passa a ocorrer somente na hipótese de descumprimento do prazo de 48 meses para o início da operação em teste de todas as unidades.

Na prática, essa mudança elimina a exigência anterior de entrada em operação comercial integral para a fruição dos descontos e regulariza situações pretéritas de usinas que já vinham usufruindo do benefício mediante faturamento da demanda contratada, mesmo sem a entrada em operação comercial completa.

Importa destacar que o tema dos descontos na TUSD/T foi objeto de extenso debate no âmbito da Consulta Pública nº 20/2023, na ANEEL. Relembrando a questão, a Consulta discutiu a aplicação dos requisitos de enquadramento na regra de transição para fruição dos descontos na TUSD/T, previstos no §1º-C do art. 26 da Lei nº 14.120/2021, sob duas possíveis interpretações:

(I) Condição suspensiva

Os descontos somente seriam aplicáveis após a comprovação do cumprimento de todas as condicionantes legais, de modo que a redução na TUSD/T dependeria de uma "ativação" formal do benefício;

(II) Condição resolutiva

O direito à fruição dos descontos surgiria com a emissão do ato autorizativo, sendo exigida a devolução do subsídio caso fosse verificado posteriormente o descumprimento dos requisitos previstos em lei.

8. Regime especial para as outorgas de autorização que aderiram à Medida Provisória nº 1.212/24

As usinas que aderiram ao regramento da Medida Provisória nº 1.212/2024, com o objetivo de prorrogar em até 36 (trinta e seis) meses o prazo para o início da operação de suas unidades geradoras, visando à manutenção do desconto na TUSD/T, poderão requerer a revogação de suas outorgas, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data de publicação da Lei, sem a aplicação de qualquer penalidade ou sanção, desde que não tenha sido celebrado Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ou de Distribuição (CUST/CUSD).

Contudo, a Lei ressalva que a Garantia de Fiel Cumprimento (GFC) poderá ser executada nos casos de solicitação de revogação das outorgas de autorização.

Adicionalmente, prevê-se que os empreendimentos que aderiram à MP nº 1.212/2024, que não tenham CUST celebrado e cuja energia não tenha sido comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), poderão ajustar, de forma livre e não onerosa, o início da execução do respectivo CUST, desde que respeitados os prazos de entrada em operação definidos na outorga prorrogada.

Para as usinas que já tenham CUST celebrado, a opção deverá ser formalizada mediante a apresentação de Garantia Prévia para Celebração do CUST (GPC), nos termos da regulamentação aplicável.

9. Ampliação do Escopo da CDE e Limitação Orçamentária: Implicações para as centrais geradoras incentivadas

As novas regras de limitação orçamentária da CDE se estenderão às usinas incentivadas com desconto na TUSD/T, em razão da fixação de um teto orçamentário para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A partir de 2027, o montante máximo destinado ao custeio de cada rubrica da CDE será limitado ao valor orçado para o exercício de 2025, corrigido anualmente pelo IPCA, funcionando como um fator redutor automático do encargo.

Na prática, isso significa que, caso o volume de benefícios concedidos ultrapasse o teto estabelecido, o excedente deverá ser suportado pelos próprios beneficiários, mediante redução proporcional dos subsídios, o que tende a restringir a sustentabilidade financeira dos incentivos tarifários concedidos às fontes renováveis enquadradas no regime de desconto da TUSD/T.

Referências: Alteração na Lei 9.427/96 (Art. 26) e Alteração na Lei nº 10.438/2002 (Art. 13)

Ressarcimento por eventos de curtailment (restrição de geração)

Ressarcimento por eventos de curtailment (restrição de geração)

10. Ressarcimento por reduções de geração motivadas por indisponibilidade externa e por confiabilidade elétrica

Há previsão de custeio via Encargo de Serviço do Sistema (ESS) dos eventos de restrição operativa ocasionados por curtailment decorrentes de indisponibilidade externa, compreendendo aqueles motivados por falhas ou limitações em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, bem como por razões de confiabilidade elétrica.

Contudo, o texto traz ressalvas expressas, vedando o custeio pelo ESS dos eventos decorrentes de restrições operativas por confiabilidade elétrica impostas ao agente gerador nas hipóteses em que:

(i) os documentos de acesso indicarem previamente a possibilidade de restrições;

(ii) os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão.

Também ficam excluídos do ressarcimento os eventos relacionados à sobreoferta de energia por razões energéticas, isto é, situações em que a geração não possa ser alocada à carga de consumo.

Considerando que a Resolução Normativa nº 1.030/2022 da ANEEL regulamentava o ressarcimento do corte de geração para usinas eólicas e fotovoltaicas apenas nas hipóteses de indisponibilidade externa, mediante atingimento de franquia mínima de horas, a nova redação pacifica as controvérsias existentes e tende a encerrar as judicializações acerca do alcance do ressarcimento via ESS dos cortes de geração de fontes renováveis.

A alteração insere essas hipóteses no §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, ampliando o rol dos serviços do sistema passíveis de custeio pelo ESS, com a inclusão do inciso VI, referente à indisponibilidade externa, e o ajuste do inciso II, para abranger a reserva de potência operativa disponibilizada por instalações de energia elétrica, inclusive hidrelétricas, destinada a atender aos requisitos de inércia, regulação de frequência e capacidade de partida autônoma.

Referências: Alterações na Lei nº 10.848/2004: inciso VI, §10, do Art. 1º.

11. Prazos para compensação e renúncia às ações judiciais

O titular de usina com outorga de geração eólica ou solar fotovoltaica fará jus à compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento aos requisitos de confiabilidade elétrica da operação, referentes ao período compreendido entre 1º/09/2023 e a data de entrada em vigor do dispositivo, desde que celebre termo de compromisso com o Poder Concedente.

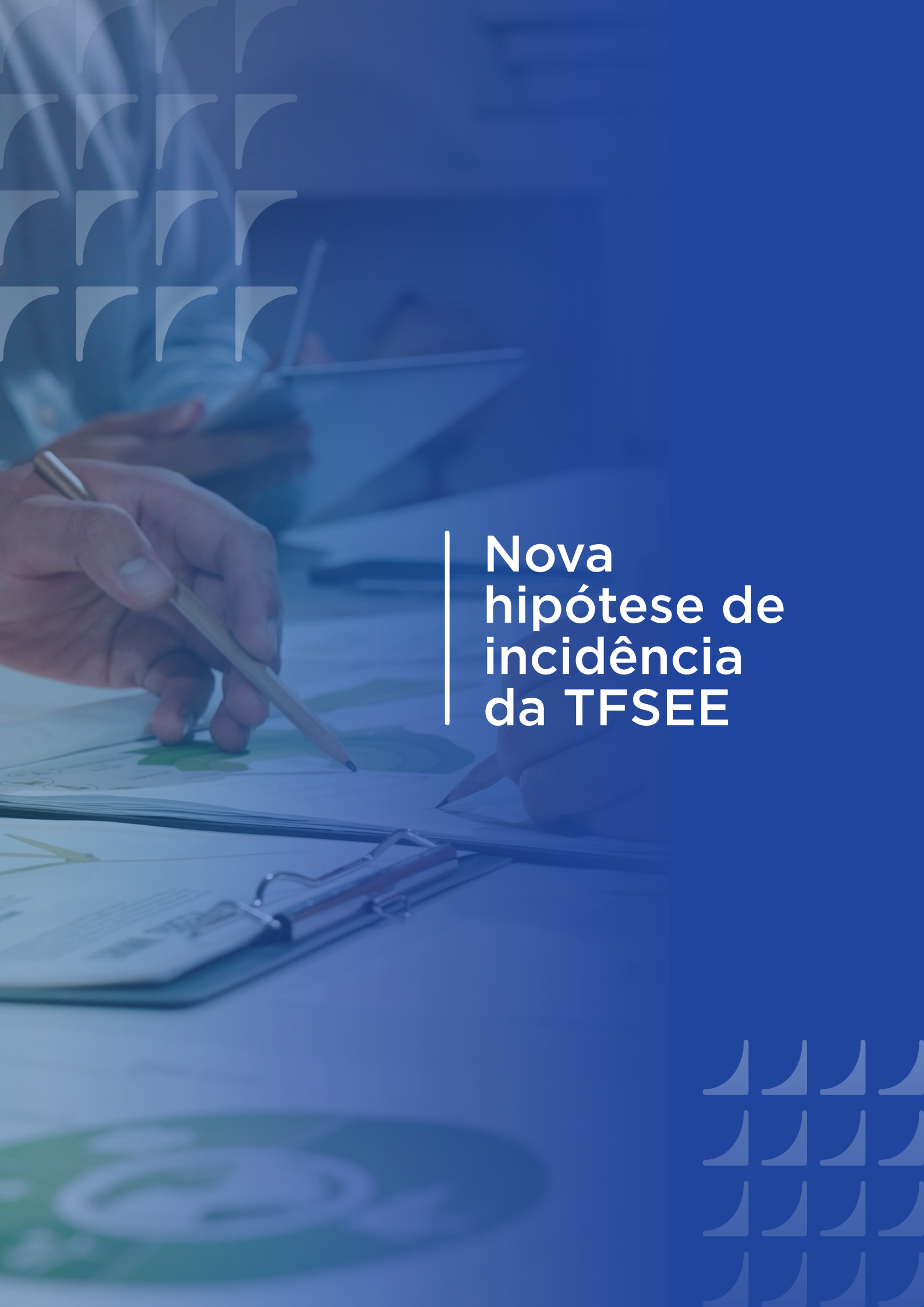
A celebração desse termo, contudo, implica renúncia ao direito que fundamenta eventual ação judicial e desistência de ações em curso, ficando as partes dispensadas do pagamento de honorários advocatícios de sucumbência. A partir da celebração, competirá ao ONS apurar e encaminhar à CCEE os montantes de corte de geração a serem compensados.

A CCEE, por sua vez, deverá calcular os valores de ressarcimento, atualizados pelo IPCA, desde a data do evento de corte de geração até a data do efetivo pagamento.

12. Compartilhamento dos riscos por restrições operativas para empreendimentos outorgados

O § 22 do art. 2º da Lei nº 10.848/2004 estabelece que a concessionária ou permissionária de distribuição deve subsidiar e participar do planejamento do setor elétrico e da elaboração dos planos e estudos de expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), implementando as obras sob sua responsabilidade e cumprindo as determinações técnicas e administrativas deles decorrentes.

Todavia, o dispositivo que tratava dos mecanismos de compartilhamento dos riscos associados à produção de energia elétrica decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas foi vetado.



Nova hipótese de incidência da TFSEE

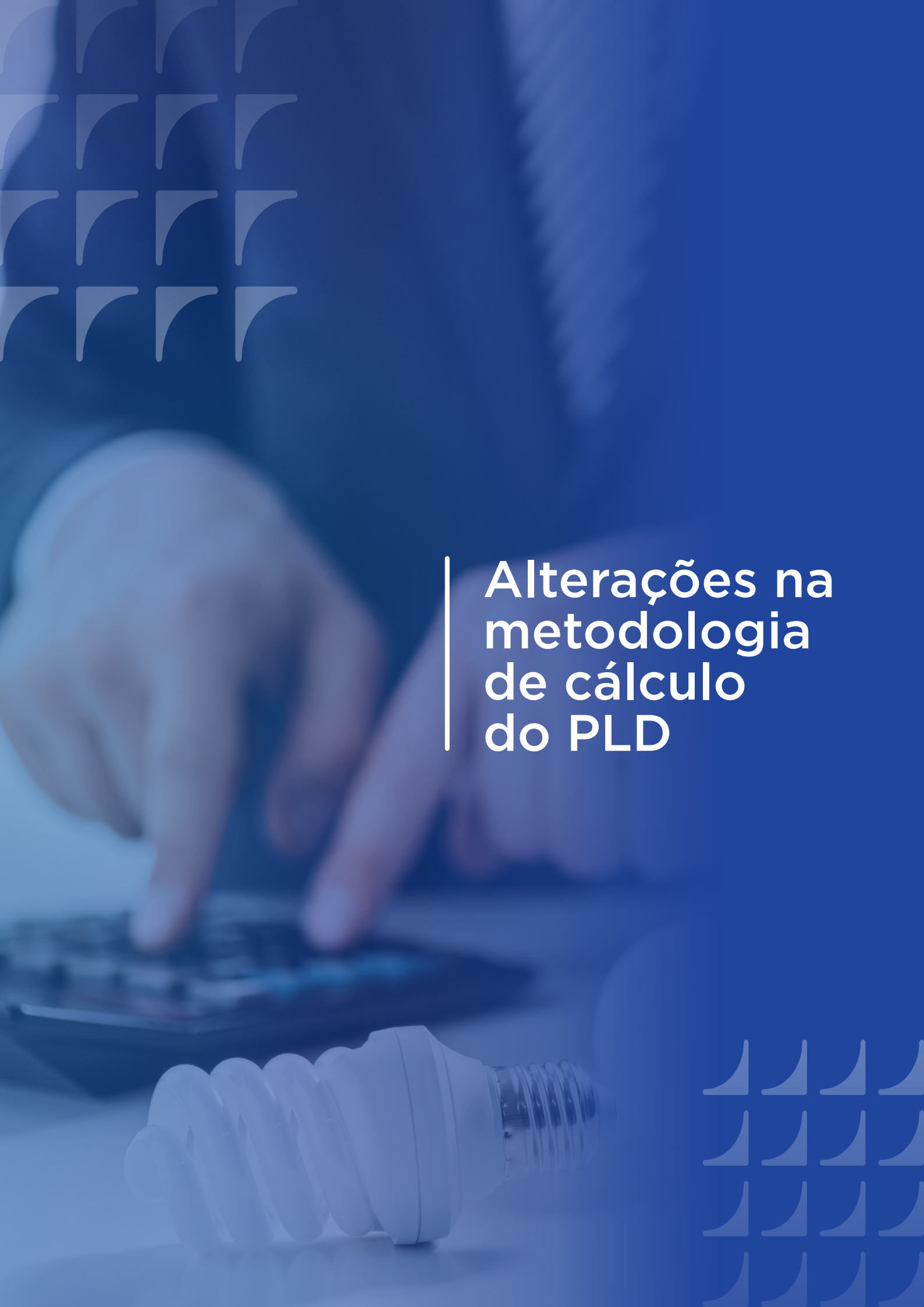
Nova hipótese de incidência da TFSEE

13. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A TFSEE é uma taxa historicamente associada à atividade de geração de energia elétrica. A alteração proposta inclui as comercializadoras entre os agentes sujeitos à cobrança, estabelecendo que a taxa seja anual e proporcional ao porte do serviço.

O valor da TFSEE corresponderá ao produto entre o montante anual de energia vendida ao consumidor final, expresso em reais, e a constante Cu, fixada em 0,40% (zero vírgula quarenta por cento).

Referência: Alteração na Lei nº 9.427/1996 (Art. 12, § 1º, inciso IV)



Alterações na metodologia de cálculo do PLD

Alterações na metodologia de cálculo do PLD

14. Uma possível inovação em relação ao cálculo do PLD decorre da inclusão expressa da variável referente à reserva de potência operativa entre os fatores que devem ser considerados na formação do preço de curto prazo, uma vez que as demais variáveis, como as restrições de defluência e armazenamento dos reservatórios (previsto no inciso VII) e as restrições de rampa de subida e descida das usinas hidrelétricas e termelétricas (previsto no inciso VIII), já eram internalizadas pelos modelos computacionais (NEWAVE e DESSEM).

Na prática, esses modelos já incorporavam tais restrições de forma técnica e implícita, porém sem respaldo legal explícito. A nova redação do §4º e §5º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 formaliza essa metodologia, conferindo base jurídica à consideração da reserva de potência operativa no cálculo do PLD e na contabilização das operações no mercado de curto prazo.

Sistemas de armazenamento de energia

Sistemas de armazenamento de energia

15. Incorporação dos sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro

São previstos dois modelos principais de armazenamento: os sistemas eletroquímicos (baterias) e as usinas hidrelétricas reversíveis, classificadas como sistemas de armazenamento hidráulico.

As usinas reversíveis dependerão de planejamento centralizado pela EPE, que poderá realizar estudos técnicos, obter licenças e conduzir licitações, em razão de sua natureza estrutural e do impacto sistêmico sobre a Rede Básica, conforme previsto pelo §2º do art. 4º da Lei nº 10.847/2004.

Já os sistemas de baterias, de natureza modular e distribuída, poderão ser alocados de forma autônoma ou vinculados a uma outorga existente ou a uma unidade consumidora, conforme o modelo de negócio, nos termos do §11 do art. 3º da Lei nº 9.427/96.

Contudo, quando destinados à prestação de serviços de reserva operativa de potência contratada para benefício ou segurança do sistema elétrico, sua contratação centralizada será obrigatoriamente realizada por meio de leilão, observando-se o fator de preponderância locacional definido em regulamento , de acordo com os §9º e 10 do art. 17 da Lei nº 9.074/95.

Os custos decorrentes dessa contratação serão rateados exclusivamente entre os geradores de energia elétrica, conforme regulamentação da ANEEL.

16. Regime de incentivos

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica passam a ser enquadrados como projetos de infraestrutura para fins de incentivo fiscal, podendo contar com renúncia de até R$ 1 bilhão por exercício, sujeita à previsão na Lei Orçamentária Anual, com vigência de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2030, nos termos do art. 2º - A da Lei nº 11.488/2007.

Para os sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD), a adoção de armazenamento eletroquímico (BESS) será condição obrigatória para habilitação aos benefícios fiscais.

Além disso, o Poder Executivo poderá reduzir a zero a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre baterias e seus componentes, como forma de estimular a expansão e a modernização tecnológica do setor elétrico.

Gestão hídrica

Gestão hídrica

17. Possibilidade de ampliação da capacidade dos reservatórios e correta definição do serviço ancilar para as hidrelétricas

A Lei promove alterações relevantes na Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/1997) e na legislação setorial energética, com o objetivo de integrar a gestão hídrica, ambiental e eletroenergética.

A geração de energia elétrica passa a ser expressamente reconhecida como um uso racional e sustentável da água, e a segurança hídrica e energética torna-se diretriz explícita da política nacional, acompanhada do incentivo a obras de acumulação de água voltadas à regulação de vazões e ao aproveitamento múltiplo dos recursos hídricos. Essa reformulação recoloca as usinas hidrelétricas, especialmente as de reservatório, como infraestrutura central na política de segurança de suprimento e resiliência climática.

O texto também amplia as competências da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que passa a poder realizar estudos, levantamentos e projetos para a concepção de sistemas de armazenamento hidráulico, além de promover os atos preparatórios às licitações desses empreendimentos, incluindo a obtenção de licença prévia ambiental, declaração de disponibilidade hídrica e demais autorizações administrativas.

Essa atribuição reforça o caráter estratégico das usinas reversíveis e reservatórios de acumulação, permitindo planejamento integrado de médio e longo prazo sob coordenação técnica do Poder Executivo e assegurando maior previsibilidade aos processos de outorga e contratação.

No novo marco, as usinas hidrelétricas passam também a ser reconhecidas como prestadoras de serviços ancilares, em razão de sua capacidade de regular tensão, frequência e potência, de atuar na estabilidade do sistema e de oferecer flexibilidade operativa e armazenamento natural por meio de seus reservatórios. A incorporação formal desses atributos à estrutura regulatória aproxima as hídricas do conceito de "armazenamento sistêmico", reforçando a necessidade de mecanismos específicos de remuneração pelos serviços de confiabilidade e estabilidade que prestam ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

18 Vedação à repactuação do risco hidrológico

A Lei nº 15.269/2025 altera a Lei nº 13.203/2015 ao incluir o §14 no art. 1º, que disciplina a possibilidade de repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O art. 1º permite a repactuação mediante anuência da ANEEL e contrapartida dos geradores. Com a nova redação, porém, estabelece-se limite temporal expresso, posto que fica vedada a repactuação do risco hidrológico após o transcurso de 12 meses contados da data de entrada em vigor do §14.

A alteração introduz, assim, uma restrição objetiva ao exercício da faculdade prevista no caput, determinando que a repactuação somente pode ocorrer dentro do período legalmente fixado, sem previsão de repactuações posteriores ao prazo de 12 meses.

19 Mecanismo concorrencial para negociação de montantes financeiros do MRE

A Lei nº 15.269/2025 introduz o art. 2º-F à Lei nº 13.203/2015, criando mecanismo concorrencial centralizado, operacionalizado pela CCEE, destinado à negociação dos montantes financeiros não pagos na liquidação do mercado de curto prazo em decorrência de ações judiciais que discutam isenção ou mitigação dos efeitos do risco hidrológico no âmbito do MRE.

O dispositivo estabelece que tais valores poderão ser convertidos em títulos negociáveis, cujo valor de face corresponderá ao total dos montantes inadimplidos. Os títulos adquiridos permitirão aos agentes geradores participantes do MRE a compensação mediante extensão do prazo de outorga, limitada a 7 (sete) anos, calculada conforme parâmetros definidos pela ANEEL.

O mecanismo concorrencial é restrito aos agentes hidrelétricos integrantes do MRE, e os pagamentos devidos pelos vencedores deverão ocorrer na liquidação do mercado de curto prazo subsequente, com destinação proporcional ao pagamento dos valores não quitados. Havendo excedente, este será direcionado às distribuidoras da Região Norte, conforme diretrizes do MME.

O procedimento poderá ser realizado mais de uma vez, se necessário. Para que o montante financeiro seja elegível à negociação, o agente deverá comprovar a desistência da ação judicial e a renúncia às alegações nela formuladas, com eficácia condicionada à completa liquidação dos valores correspondentes. Nos casos em que o titular não esteja litigando, exige-se a assinatura de termo de compromisso com declaração de renúncia a eventual pretensão judicial relativa ao risco hidrológico.

A comprovação da desistência e da renúncia deverá ser apresentada por meio do protocolo do pedido de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos do art. 487, III, “c”, do Código de Processo Civil.

Contratação de hidrelétricas

Contratação de hidrelétricas

20. Prorrogação de Concessões e Novas Contratações de Usinas Hidrelétricas

A Lei redefine as regras aplicáveis às concessões de geração hidrelétrica, ao permitir a prorrogação ou relicitação das usinas com capacidade instalada superior a 50 MW outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003. As prorrogações estarão condicionadas ao pagamento de 50% do valor da concessão à CDE e 50% a título de outorga, à adoção obrigatória do regime de produção independente, à assunção integral do risco hidrológico e ao recalculo da garantia física sem limites de variação, com prazo máximo de 30 anos. Essa estrutura consolida um novo marco contratual para as grandes hidrelétricas, alinhado à lógica de eficiência e à sustentabilidade fiscal do setor.

Paralelamente, o texto autoriza a contratação de até 4.900 MW em novas centrais hidrelétricas de até 50 MW (PCHs) por meio de leilões de reserva de capacidade, com período de suprimento de 25 anos e preço-teto equivalente ao Leilão A-6/2019, corrigido pelo INCC e pelo IPCA. O dispositivo ainda prevê contratações adicionais de até 3.000 MW até o primeiro trimestre de 2026, com etapas anuais de 1.000 MW e início de suprimento entre 2032 e 2034, reforçando o papel das PCHs na diversificação e flexibilidade do sistema. Esses leilões representam a retomada da expansão hídrica de pequeno porte, com potencial de interiorização de investimentos e aumento da segurança operativa.

Outro avanço relevante é a regionalização das contratações, que destina 62% do volume total de potência (3.000 MW) à Região Centro-Oeste, 31% ao Sul e Sudeste e 7% ao Norte e Nordeste, refletindo o foco no aproveitamento do potencial remanescente de vazões médias e na complementariedade com fontes intermitentes. A medida insere as hidrelétricas — tanto de grande porte quanto PCHs — como ativos estratégicos para o equilíbrio hídrico-energético, ao mesmo tempo em que reforça a necessidade de integração do planejamento energético com critérios hidrológicos regionais e de revisão dos modelos de remuneração da capacidade firme prestada por essas usinas.

Referência: Alteração na Lei nº 14.182/2021 (§1º, §14, §15-A, §19 e §20 do Art. 1º e Art. 1º - A)

Disposições gerais

Disposições gerais

21. Responsabilização de Administradores e Implicações Regulatórias

A Lei nº 15.269/2025 introduz, no art. 4º da Lei nº 10.848/2004, o §17, que dispõe sobre a responsabilidade direta dos administradores dos agentes setoriais por prejuízos decorrentes de atos praticados com dolo ou culpa grave, bem como por infrações legais, regulamentares ou estatutárias, sem prejuízo de eventual responsabilidade penal e da responsabilidade subsidiária da pessoa jurídica que representam.

A proposta busca reforçar a responsabilização individual de dirigentes e administradores no âmbito das empresas que atuam no setor elétrico, em linha com princípios de governança corporativa e integridade regulatória. Contudo, a redação sugerida apresenta problemas de técnica legislativa e de compatibilidade com o ordenamento jurídico, especialmente sob os prismas da personalidade jurídica, da tipicidade das infrações e do devido processo legal.

Do ponto de vista jurídico, o texto cria uma hipótese de responsabilização direta e autônoma de pessoas físicas por atos praticados no exercício regular de gestão empresarial, sem a prévia apuração da responsabilidade da pessoa jurídica. Tal estrutura contraria a sistemática vigente do direito societário e administrativo brasileiro, segundo a qual a personalidade jurídica é o sujeito primário de direitos e obrigações, e a responsabilização individual dos administradores depende da comprovação de dolo, culpa grave ou violação específica de deveres fiduciários, conforme o art. 158 da Lei nº 6.404/1976 (Lei das S.A.) e o art. 2º da Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção).

A expressão “infrações setoriais”, utilizada no dispositivo, carece de precisão normativa e abre margem para interpretações amplas e subjetivas, permitindo que condutas administrativas, operacionais ou até meramente formais sejam enquadradas como infrações ensejadoras de responsabilidade pessoal. Essa indeterminação conceitual gera insegurança jurídica e risco de aplicação discricionária de sanções, especialmente em um setor de elevada complexidade técnica e forte interação regulatória entre agentes privados e o poder público.

Além disso, ao prever responsabilidade penal em dispositivo de natureza administrativa, o texto introduz mistura indevida de esferas sancionatórias, sem observância dos princípios da legalidade estrita e da tipicidade penal, previstos no art. 5º da Constituição Federal. Essa imprecisão compromete a coerência do sistema de responsabilização e cria potencial de criminalização da atividade empresarial regulada, sobretudo em contextos de interpretação extensiva por órgãos fiscalizadores.

Do ponto de vista regulatório, a norma pode provocar efeitos inibidores sobre a gestão e a tomada de decisão de agentes do setor elétrico, em razão do aumento do risco jurídico pessoal de administradores, diretores e conselheiros. Em setores intensamente regulados, como o elétrico, em que decisões empresariais dependem de parâmetros técnicos e de interpretações normativas da própria ANEEL, a ampliação da responsabilidade pessoal sem critérios objetivos de imputação pode comprometer a agilidade operacional e o apetite de investimento das empresas.

É importante destacar que o setor já dispõe de instrumentos robustos de responsabilização, como a Lei de Improbidade Administrativa (Lei nº 14.230/2021), a Lei Anticorrupção (Lei nº 12.846/2013) e a própria Resolução Normativa ANEEL nº 846/2019, que trata do processo administrativo sancionador. A criação de um novo tipo genérico de responsabilidade pessoal, paralelamente a esses mecanismos, fragmenta o regime jurídico existente e pode gerar sobreposição de competências e conflitos interpretativos entre as esferas administrativa, civil e penal.

Em síntese, embora a intenção de fortalecer a governança e a responsabilização individual seja legítima, o texto proposto para o §17 do art. 4º da Lei nº 10.848/2004 introduz insegurança jurídica e desequilíbrio entre as responsabilidades da pessoa jurídica e de seus administradores. A ausência de critérios objetivos para caracterização de culpa grave, a indeterminação do conceito de infração setorial e a previsão simultânea de responsabilidade civil, administrativa e penal contrariam os princípios da proporcionalidade, legalidade e segurança jurídica, podendo afetar a estabilidade regulatória e a atratividade do ambiente de negócios no setor elétrico.

Referência: §17 do Art. 4º da Lei nº 10.848/2004

22. Ampliação das competências da ANEEL

A Lei nº 15.269/2025 promove alterações no art. 9º da Lei nº 9.648/1998, ampliando as competências da ANEEL sobre o uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A nova redação reforça a prerrogativa da Agência para definir condições gerais de contratação do acesso e uso da rede não apenas para concessionários, permissionários e autorizados, mas também para consumidores e agentes dispensados de outorga.

Além disso, a ANEEL passa a ter competência expressa para estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia, aplicáveis a todos os usuários do sistema elétrico.

Na prática, essa ampliação consolida o papel da ANEEL como autoridade técnica responsável por revisar e aperfeiçoar a metodologia tarifária vigente dos diversos segmentos do setor elétrico, alinhando-a à modernização do modelo setorial e à separação entre o custo da energia e o custo do uso da rede.

O novo dispositivo também reforça o poder da Agência para disciplinar mecanismos competitivos que incentivem a geração e a resposta da demanda nos horários de maior carga, custeados pelo encargo de reserva de capacidade, abrindo caminho para revisões estruturais nas tarifas de uso e nos sinais econômicos de eficiência, com potencial de maior integração entre regulação técnica e precificação econômica.

23. Ampliação das competências da CCEE

A CCEE passa a ser formalmente denominada Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, ampliando seu escopo de atuação. A nova redação autoriza a participação da CCEE em outros mercados de energia ou a prestação de serviços complementares, incluindo a gestão de garantias de contratos de compra e venda no ambiente de contratação livre (ACL), a gestão de registros e a certificação de energia, conforme as legislações e regulações aplicáveis.

Nessas hipóteses, deverá ser assegurada a separação administrativa, financeira e contábil entre as atividades relacionadas à comercialização de energia elétrica e aquelas decorrentes de sua atuação em outros mercados, preservando a transparência, a neutralidade operacional e a governança institucional da CCEE.

Impactos em PCHS / CGHS

Impactos em PCHS / CGHS

24. Prorrogação de PCHs

A alteração promovida na Lei nº 12.783/2013 introduz, de forma expressa, a possibilidade de prorrogação onerosa das outorgas de usinas hidrelétricas com potência entre 5 MW e 50 MW, abrangendo, portanto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, cujas concessões estejam vigentes na data de publicação da futura lei e não tenham passado por prorrogação anterior.

A sistemática prevista alinha-se ao modelo recentemente estabelecido para as grandes UHEs, condicionando a prorrogação ao cumprimento de requisitos econômico-regulatórios definidos para garantir equilíbrio contratual e modicidade tarifária.

Entre tais requisitos, destacam-se:

(i) pagamento à CDE e pela outorga, ambos correspondentes a percentuais do valor econômico da concessão;

(ii) adoção do regime de Produção Independente, com as consequências jurídicas associadas;

(iii) assunção integral do risco hidrológico pelo concessionário; e

(iv) recálculo da garantia física, sem limites de variação em relação ao valor anterior, além de revisões periódicas.

O prazo máximo da prorrogação poderá chegar a 30 anos, com direito ao fornecimento de energia tanto no ACR quanto no ACL, conforme o art. 1º-B da lei alterada. O valor econômico da prorrogação será definido por metodologia específica do Poder Executivo, considerando investimentos ainda não amortizados pelo critério de valor novo de reposição.

Principais Vetos Presidenciais 10/2025 (Lei nº 15.269/2025)

Autoprodução e PIE equiparado

Foi vetada a inclusão do § 8º no art. 16-B da Lei nº 9.074/1995, que determinava que novos arranjos de autoprodução/equiparação somente poderiam envolver usinas cuja operação comercial se iniciasse após a publicação da Lei.

MMGD / CDE

Foi vetada a inclusão do inciso XIX no art. 13 da Lei nº 10.438/2002, que havia previsto, entre as finalidades da CDE, o custeio dos benefícios tarifários do sistema de compensação de energia da MMGD (Lei nº 14.300/2022), abrangendo as modalidades GD 0, I, II e III.

Curtailment

Foi vetada a inclusão do art. 1º-A na Lei nº 10.848/2004, que positivava em Lei o ressarcimento às usinas eólicas e fotovoltaicas pelos esquemas de corte de geração originados externamente às instalações dos respectivos empreendimentos, excetuados aqueles associados exclusivamente à sobreoferta de energia elétrica renovável.

Além disso, foi vetado o dispositivo que determinava que os cortes de geração seriam somados à geração verificada para fins de cálculo/revisão de garantia física e do consumo líquido de autoprodutores, medida que buscava mitigar os efeitos do curtailment recorrente sobre a posição contratual dos geradores.

Compartilhamento de riscos: Foi vetada a inclusão do art. 2º-E na Lei nº 10.848/2004, que determinava que a ANEEL estabelecesse mecanismos para o compartilhamento dos riscos associados à produção de energia elétrica decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas a empreendimentos hidrelétricos, eólicos e solares fotovoltaicos outorgados.

CGHs

> Foi vetada a alteração do caput do art. 11 da Lei nº 14.300/2022, que previa autorização específica para que centrais geradoras já registradas, autorizadas ou em operação no ACL ou no ACR, inclusive aquelas com energia contabilizada na CCEE ou contratada por distribuidoras, pudessem solicitar enquadramento como micro ou minigeração distribuída (MMGD) a qualquer tempo, desde que conectadas ao sistema de distribuição e mantendo suas instalações privativas sob propriedade do titular. O dispositivo vetado também previa que esses empreendimentos, em razão de sua potência instalada, passariam a efetuar o pagamento do encargo de reserva de capacidade operativa.

Por fim, é importante destacar que todos os vetos acima ainda serão submetidos à deliberação do Congresso Nacional, que poderá mantê-los ou revertê-los, nos termos do art. 66 da Constituição Federal.

Lei nº 15.269/2025

Cortez Pimentel & Melcop ADVOGADOS

ABRAPCH
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHs E CGHs

Desenvolvido por
www.manguestudiodigital.com.br