

*PCHs e CGHs no **novo marco** do setor elétrico:*

O que muda com a Lei nº 15.269/2025?



Cortez
Pimentel
& Melcop
ADVOGADOS

Editorial.

O **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, com atuação especializada no contencioso e no consultivo do setor elétrico e com representação na Diretoria Jurídica da **ABRAPCH** por meio de **Lucas Cortez Pimentel (Diretor Jurídico)** e **Luiza Melcop (Diretora Jurídica Adjunta)**, apresenta este **Editorial** como uma contribuição institucional voltada a fomentar um debate técnico, propositivo e alinhado às prioridades atuais do segmento de PCHs e CGHs.

Em sintonia com o propósito da **9ª Conferência Nacional de PCHs e CGHs, promovida pela ABRAPCH**, o Editorial consolida temas relacionados a mudanças recentes e tendências regulatórias que já se projetam, de forma concreta, sobre projetos, contratos, estruturação financeira e processos decisórios no setor.

Nossa proposta é que este Editorial opere como um **ponto de partida para as discussões** ao longo da Conferência, apoiando a troca de experiências e a construção de soluções, com indicação de riscos, oportunidades e caminhos regulatórios possíveis, sempre com o compromisso de fortalecer a segurança jurídica, a previsibilidade regulatória e a sustentabilidade do setor hídrico no Brasil.

Desejamos a todos uma excelente leitura!



Lucas Cortez Pimentel

*Sócio fundador do Cortez Pimentel & Melcop Advogados
Diretor Jurídico da ABRAPCH*



Luiza Melcop

*Sócia do Cortez Pimentel & Melcop Advogados
Diretora Jurídica Adjunta da ABRAPCH*

PCHs e CGHs no novo marco do setor elétrico:

O que muda com a Lei nº 15.269/2025?



Principais alterações da Lei nº 15.269/2025: impactos nas PCHs e CGHs



DRS - PCHs: por que a transição regulatória das pequenas centrais hidrelétricas precisa ser repensada?



Curtailement, Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e compensação por restrições operativas: consolidação legal e limites do ressarcimento.

Principais alterações da Lei nº 15.269/2025.

Impactos nas PCHs e CGHs.

A publicação da **Lei nº 15.269/2025**, fruto da conversão da **Medida Provisória nº 1.304/2025**, constitui um marco relevante para o arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, com repercussões diretas sobre a geração hidrelétrica, especialmente no segmento das **PCHs e CGHs**.

O novo marco regulatório tem por objetivo impulsionar a modernização do setor, reavaliar a dinâmica de custeio e alocação dos encargos e ampliar a flexibilidade operativa do **Sistema Interligado Nacional (SIN)**. Esse movimento, contudo, ocorre em paralelo a uma reconfiguração de riscos, a ajustes nos mecanismos de incentivo e ao reforço de obrigações regulatórias, produzindo efeitos estruturais tanto para o setor elétrico como um todo quanto, em particular, para o segmento hídrico.

Nesse cenário, a **Lei nº 15.269/2025** reforça a centralidade das usinas hidrelétricas na segurança energética, ao mesmo tempo em que impõe ao segmento **novos desafios** de ordem econômica, regulatória e operativa.

**Abertura do Mercado Livre.**

A Lei nº 15.269/2025 instituiu a **abertura integral do ACL para todos os consumidores**, inclusive aqueles atendidos em baixa tensão (inferior a 2,3 kV). A implementação, contudo, foi desenhada de forma escalonada, prevendo:

- I** até **24 meses** para consumidores industriais e comerciais e;
- II** até **36 meses** para os demais consumidores de baixa tensão.

REESTRUTURAÇÃO

Do ponto de vista institucional, a transição para a abertura do mercado demanda uma **reestruturação do arranjo setorial**, com separação mais clara entre distribuição, comercialização e atendimento regulado, tema particularmente sensível no contexto de renovações das concessões de distribuição.

ASSEGURAR ISONOMIA

O objetivo disso é **mitigar conflitos de interesse** e assegurar tratamento isonômico entre consumidores regulados e livres, preservando a neutralidade das distribuidoras frente a comercializadores e representantes varejistas.

PLANO DE INFORMAÇÃO

A Lei também condiciona a abertura à elaboração de um **plano nacional de informação e conscientização dos consumidores**, voltado à educação sobre opções contratuais, riscos e direitos no ACL. Em paralelo, determina que ANEEL e MME definam, em regulamentos, os critérios tarifários aplicáveis a cada segmento, com ênfase na separação contábil e econômica entre (i) custos de fornecimento no ACRE (ii) custos de uso das redes, aplicáveis aos consumidores migrantes ao ACL.

CRIAÇÃO DO SUI

Para assegurar a **continuidade do fornecimento** em situações de descontratação, o novo marco cria a figura do **Supridor de Última Instância (SUI)**, cuja função é atender consumidores livres que, por algum motivo, não tenham contrato vigente com comercializador. A atuação do SUI dependerá de **autorização da ANEEL** e **poderá ser exercida por distribuidoras** (concessionárias, permissionárias ou autorizadas), conforme disciplina posterior. O SUI deverá ofertar um **produto padrão de energia**, com preço de referência e tarifa específica fixada pela ANEEL, observados os princípios de modicidade tarifária e cobertura de custos; prazos, hipóteses de obrigatoriedade e critérios operacionais serão detalhados em regulamentação.

Por fim, a Lei trata dos **efeitos financeiros** dessa abertura ao prever **encargos tarifários de socialização de riscos**:



os custos e déficits involuntários do SUI serão rateados entre os consumidores do ACL, por encargo específico; e



os efeitos da sobrecontratação ou da exposição involuntária das distribuidoras decorrentes da migração de consumidores para o ACL poderão ser socializados entre consumidores do ACR e do ACL, por meio de outro encargo.

Assim, embora a abertura tenda a ampliar concorrência e eficiência, ela traz **desafios relevantes de gestão de riscos, proteção do consumidor e equilíbrio tarifário**, especialmente para consumidores residenciais e de pequeno porte, reforçando a necessidade de mecanismos de supervisão, portabilidade e transparência a serem estruturados por ANEEL e MME.

**Gestão Hídrica, Reservatórios e Serviços Ancilares.**

Um dos avanços mais relevantes do novo marco é o aprofundamento da **integração entre a Política Nacional de Recursos Hídricos e o planejamento energético**, considerando que a geração de energia elétrica também constituiu uma forma de uso racional e sustentável da água. A Lei reposiciona as hidrelétricas, especialmente aquelas com reservatório, como ativos estratégicos para a segurança hídrica, energética e climática do país.

Além disso, a norma **amplia as competências da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, autorizando-a a realizar estudos, obter licenças e estruturar projetos de armazenamento hidráulico, inclusive por meio de **usinas reversíveis**. Esse movimento reforça a aproximação conceitual entre hidrelétricas e sistemas de armazenamento sistêmico, com reflexos diretos sobre o **reconhecimento das hídricas como prestadoras de serviços ancilares**, como regulação de frequência, controle de tensão, inércia e potência de reserva.

Embora esse reconhecimento represente avanço institucional, permanece o **desafio regulatório de estruturar mecanismos adequados de remuneração desses atributos**, sob pena de ampliação de obrigações sem a correspondente contrapartida econômica, preocupação que tem sido tratada pelas associações do setor e pela ABRAPCH junto às autoridades competentes.



**Risco Hidrológico, MRE e Novas Limitações Legais.**

A Lei nº 15.269/2025 introduz mudanças no tratamento do **risco hidrológico**. A principal delas é a **vedação à repactuação do risco hidrológico após o prazo de 12 meses** contados da entrada em vigor da norma, restringindo de forma objetiva uma ferramenta que historicamente é utilizada para reequilibrar contratos em cenários hidrológicos adversos.

Paralelamente, cria-se um **mecanismo concorrencial centralizado**, operacionalizado pela CCEE, para a **negociação de montantes financeiros do MRE não liquidados em razão de judicializações**. Esses valores poderão ser convertidos em títulos negociáveis, com possibilidade de compensação via extensão de outorga por até sete anos, desde que haja desistência das ações judiciais correspondentes.



Embora esse mecanismo represente tentativa de endereçar o passivo judicial do MRE, ele impõe **escolhas complexas aos agentes hidrelétricos**, que passam a enfrentar um trade-off entre liquidez imediata, extensão de outorga e renúncia a direitos judicialmente discutidos, o que acaba por viabilizar o uso do mecanismo apenas por agentes de grande porte.

Em 2025, a CCEE utilizou o mecanismo, previamente previsto na MP 1.300/2025, tendo obtido uma arrecadação total de R\$ 1,4bi, reduzindo judicializações e promovendo maior liquidez no setor.



Contratação, Prorrogação e Expansão das Hidrelétricas.

Outro eixo central de afetação diz respeito à **prorrogação e contratação de usinas hidrelétricas**. A Lei autoriza a prorrogação onerosa das concessões de **PCHs entre 5 MW e 50 MW**, desde que ainda vigentes e não prorrogadas anteriormente, com **imposição de pagamento à CDE**, adoção do regime de produção independente e assunção integral do risco hidrológico, por **prazo máximo de 30 anos**.

No campo da expansão, o novo marco prevê **leilões de reserva de capacidade** para contratação de até **4.900 MW em PCHs**, sendo que **3.000 MW deverá ser contratado no primeiro trimestre de 2026**, com **suprimento de 1.000 MW anuais entre 2032 e 2034** e recorte regional que privilegia Centro-Oeste, Sul e Sudeste.

1º Trimestre/2026

- Contratação de 3.000 MW para suprimento em:

LRCAP

3.000 MW

2032 2033 2034



Essa retomada da expansão hídrica de pequeno porte reforça o papel das PCHs na flexibilidade do sistema, mas exige atenção quanto à adequada precificação da capacidade firme e dos serviços prestados.

Complementarmente, a ABRAPCH tem mantido discussões junto ao MME para aproveitar de forma mais perene a contratação dos 3.000MW previstos para 2026, de modo que tal contratação possa ser faseada ao longo dos anos.



Ambiente Regulatório e Encargos Setoriais.

Adicionalmente, o novo marco **amplia significativamente as competências da ANEEL** e introduz um **regime de responsabilização direta de administradores**, mantido após vetos presidenciais. Essa inovação gera preocupação sob a ótica da **segurança jurídica** e pode produzir **efeitos inibidores sobre decisões de investimento** e gestão no setor hidrelétrico.

Em relação aos encargos setoriais, merece menção à **criação de teto orçamentário para a CDE**. A partir de **2027**, a CDE passará a contar com **teto orçamentário dos valores previstos em seu orçamento de 2025**, sendo que **todo valor que ultrapassar o teto** passará a ser custeado com o **abatimento dos benefícios aferidos pelos próprios agentes beneficiados pela CDE**, o que poderá impactar empreendimentos hidrelétricos que possuem desconto na TUSD/TUST aplicáveis às fontes renováveis (comumente chamado de fontes incentivadas).

A aplicação do teto da CDE merecerá especial atenção ao setor hídrico, de modo a **evitar que o crescimento do benefício de fontes fotovoltaica e eólica possam prejudicar os benefícios aferidos no setor hidrelétrico**.

Por fim, houve uma **ampliação da aplicação do Encargo de Serviços do Sistema - ESS**, em especial na **utilização de projetos de geração para oferta de reserva de potência operativa**, para atendimento dos requisitos de inércia do sistema, regulação da frequência e capacidade de partida autônoma, com expressa nomeação dos projetos hidrelétricos dentre os projetos elegíveis.

Apesar da oportunidade, tal hipótese eleva **necessidade de maior atuação da ABRAPCH** junto às instituições setoriais, em razão da **importância do estabelecimento de uma adequada remuneração** desses atributos aos projetos hidrelétricos.

Nesses termos, a **Lei nº 15.269/2025 reposiciona as hidrelétricas como ativos centrais para a segurança e flexibilidade do SIN**, mas simultaneamente



Transfere riscos;



Amplia obrigações; e



Redefine os instrumentos de equilíbrio econômico do setor.

O desafio que se impõe para os agentes hidráulicos, em especial, para PCHs e CGHs, será **assegurar que o reconhecimento institucional de seus atributos sistêmicos se converta em modelos regulatórios e tarifários consistentes**, evitando a sobrecarga econômica e preservando a competitividade da fonte no novo ambiente setorial.

DRS – PCHs

Por que a transição regulatória das pequenas centrais hidrelétricas precisa ser repensada?

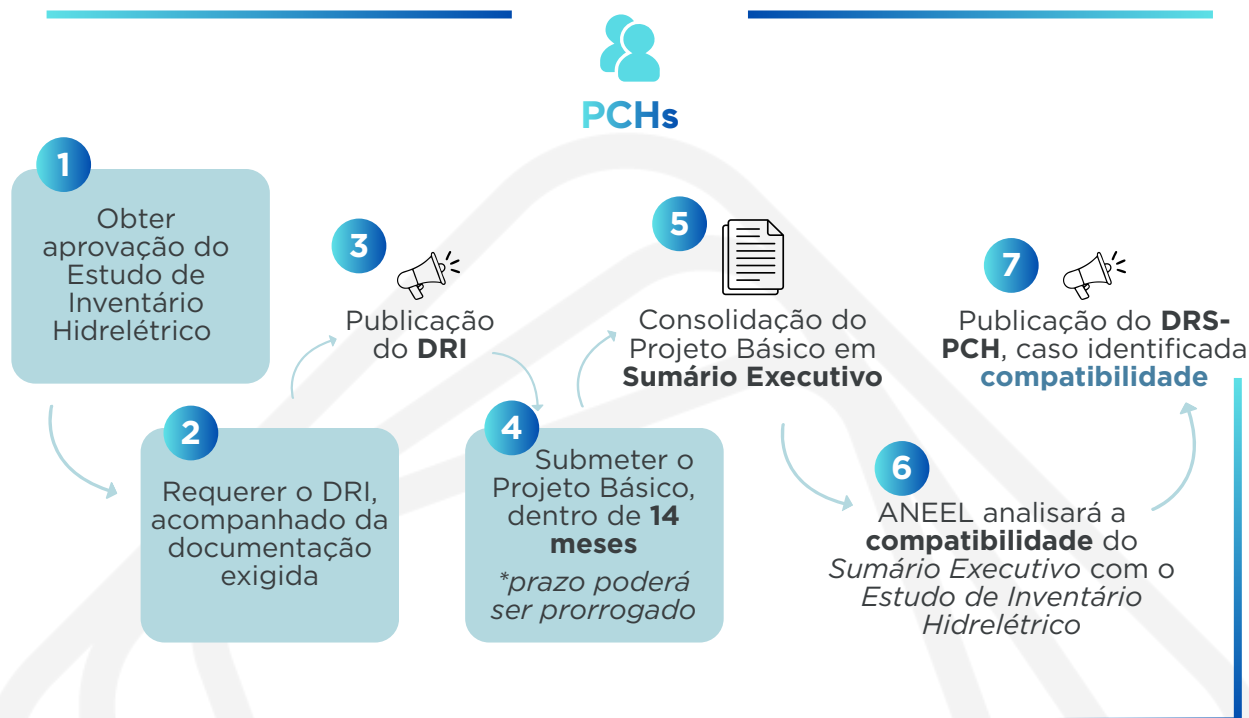
A discussão recente sobre o regime aplicável aos **Despachos de Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS-PCHs)** recoloca em pauta um tema recorrente na regulação do setor elétrico: **como tratar situações jurídicas em formação quando há mudança relevante no marco legal.**

Os DRS-PCHs constituem etapa preliminar do processo de outorga para pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Esses registros asseguram ao empreendedor a manutenção da prioridade sobre o eixo inventariado enquanto são conduzidos estudos técnicos, procedimentos ambientais e obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH). Trata-se, portanto, de instrumento que viabiliza a maturação dos projetos até a fase de solicitação de autorização.

*A solicitação de
outorga em etapas*



PROCESSO DE SOLICITAÇÃO DA OUTORGA | PCHs



Vigência do DRS

Prazo de **8 (oito) anos** ou **até 31 de dezembro de 2026** para

- 1 Obtenção do Licenciamento Ambiental
- 2 Obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH)
- 3 Realização do Pedido de Outorga

Obtenção da Outorga de Autorização

Atualmente, como visto no fluxograma acima, nos termos da Resolução Normativa nº 875/2020, com as alterações promovidas pela Resolução Normativa nº 1.070/2023, os empreendimentos com DRS-PCH vigente dispõem de **prazo máximo de até oito anos ou, subsidiariamente, até 31 de dezembro de 2026**, o que ocorrer por último, para apresentação do licenciamento ambiental, da DRDH e do pedido de outorga. Após esse marco temporal, o eixo poderá ser disponibilizado a terceiros.

Ocorre que, no curso desse período, **sobrevieram a Lei nº 14.182/2021 e a Lei nº 15.269/2025, que introduziram alterações estruturais na disciplina das concessões e autorizações de geração hidrelétrica.**

Entre outros pontos, as normas estabeleceram novos mecanismos de contratação por meio de **leilões de reserva de capacidade**, ampliou o reconhecimento das hidrelétricas como ativos estratégicos de armazenamento e flexibilidade operativa e redefiniu parâmetros econômicos e institucionais aplicáveis aos empreendimentos de geração.

Esse novo contexto normativo altera, de forma relevante, as condições originalmente consideradas pelos agentes quando da estruturação de seus projetos. Empreendimentos concebidos sob premissas regulatórias anteriores passam a demandar adaptações técnicas, econômicas e contratuais para se adequarem aos novos modelos de contratação e remuneração.

PROBLEMA DE TRANSIÇÃO

Do ponto de vista regulatório, essa situação caracteriza um típico problema de transição: a **coexistência entre investimentos** já iniciados sob determinado regime jurídico e a superveniência de novas regras que impactam diretamente sua viabilidade e cronograma.

A experiência do setor elétrico indica que, em cenários semelhantes, a **adoção de regimes transitórios tem sido utilizada como instrumento para mitigar riscos regulatórios e preservar a continuidade dos investimentos**. Em ocasiões anteriores, a ANEEL reconheceu a necessidade de flexibilização temporária de prazos e requisitos quando alterações legislativas ou institucionais afetaram o planejamento dos empreendimentos.

Nesse contexto, discute-se a **pertinência de reavaliar o termo final atualmente previsto para os DRS-PCHs**, de modo a permitir que projetos em desenvolvimento possam ser ajustados ao novo marco legal sem perda automática de prioridade.

A análise do tema envolve múltiplas dimensões.



Do ponto de vista **econômico**, a caducidade simultânea de registros pode reduzir o número de projetos aptos a participar de futuros mecanismos de contratação, com potencial impacto sobre concorrência e diversidade de agentes.



Do ponto de vista **jurídico**, a decisão deve considerar princípios de segurança jurídica, proteção da confiança legítima e proporcionalidade, especialmente à luz das diretrizes da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), que exigem avaliação das consequências práticas das decisões administrativas.

A questão, portanto, não se restringe a prorrogação de prazos formais, mas à definição de **como compatibilizar a implementação de uma nova política pública com investimentos já realizados e ainda em fase de maturação**.

A solução regulatória a ser adotada deverá equilibrar previsibilidade, eficiência econômica e isonomia concorrencial, assegurando que a transição para o novo marco legal ocorra sem descontinuidade desnecessária de projetos ou distorções competitivas.

Trata-se, em síntese, de um **debate sobre governança regulatória em contextos de mudança estrutural**, tema que tende a ganhar relevância à medida que o setor elétrico brasileiro passa por sucessivas reformas institucionais e de mercado.



PCHs e CGHs no novo marco do setor elétrico:

O que muda com a Lei nº 15.269/2025?

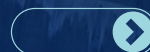
FEV 2026

Curtailment, Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e compensação por restrições operativas.
Consolidação legal e limites do ressarcimento.

**EVENTOS DE
RESTRIÇÃO
DE GERAÇÃO**

**RESSARCI-
MENTOS**

**FORMA DE
CUSTEIO**



TRATAMENTO REGULATÓRIO

Outro aspecto relevante do novo marco introduzido pela Lei nº 15.269/2025 refere-se ao **tratamento regulatório dos eventos de restrição de geração**, comumente denominados *curtailment*, tema que ganhou centralidade no debate setorial diante do **aumento de cortes operativos associados à expansão de fontes intermitentes** e às limitações estruturais da rede de transmissão.

A norma promoveu a positivação, em nível legal, de **hipóteses de ressarcimento de reduções de geração motivadas por fatores externos ao agente, incorporando tais eventos ao rol de serviços do sistema custeáveis por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS)**. Passam a ser elegíveis à compensação, em especial, os **cortes decorrentes de indisponibilidade externa**, compreendendo falhas, limitações ou restrições em instalações de transmissão alheias ao empreendimento, bem como aqueles associados a **requisitos de confiabilidade elétrica**.

A medida confere maior segurança jurídica ao tema ao uniformizar entendimento que, até então, vinha sendo tratado predominantemente por normas infralegais e decisões administrativas, reduzindo a litigiosidade observada nos últimos anos, sobretudo entre geradores eólicos e fotovoltaicos.

Contudo, a **Lei estabelece balizas expressas ao ressarcimento**. Permanecem excluídos do custeio via ESS os eventos:



Previamente indicados nos documentos de acesso;



Decorrentes de descumprimento de requisitos técnicos de conexão pelo gerador; e



Associados exclusivamente à sobreoferta energética sistêmica, quando a geração não puder ser alocada à carga de consumo.

Com isso, busca-se diferenciar restrições causadas por falhas externas ou por exigências de confiabilidade daquelas inerentes ao próprio desenho energético do sistema.

COMPENSAÇÃO RETROATIVA

Adicionalmente, foi instituído **mecanismo transitório de compensação retroativa para cortes ocorridos em período anterior à vigência da norma**, condicionado à celebração de **termo de compromisso com o Poder Concedente** e à **renúncia de ações judiciais em curso**. A solução combina liquidação administrativa de passivos com redução de incertezas regulatórias, ainda que imponha aos agentes a escolha entre recebimento célere dos valores e manutenção de pretensões judiciais, configurando típica estratégia de resolução negociada de conflitos setoriais.

PORTARIA Nº 890/2025

Consulta Pública MME sobre a minuta do Termo de Compromisso

OMME abriu Consulta Pública sobre a minuta do Termo de Compromisso que viabiliza a compensação de eventos ocorridos entre 01/09/2023 e 25/11/2025. A minuta operacionaliza o custeio via ESS apenas para cortes associados a indisponibilidade externa (incluindo atrasos de obras de transmissão) e a confiabilidade elétrica. Como contrapartida para acessar a compensação retroativa, o Termo exige renúncia ao direito discutido e desistência de ações em curso, com dispensa de honorários de sucumbência. A proposta também disciplina a valoração (preço contratual no ACR, quando aplicável, e PLD para demais parcelas), traz regras de transparência/impugnação da base de dados e trata de efeitos regulatórios, como o reflexo na garantia física. O prazo para contribuições foi de 31/12/2025 a 16/01/2026.



Do ponto de vista econômico-regulatório, o novo regime representa tentativa de internalizar parte dos custos operativos sistêmicos de forma mais transparente, ao mesmo tempo em que delimita o alcance das compensações. Trata-se, novamente, de um **arranjo de alocação de riscos: reconhece-se o direito ao ressarcimento** quando o corte decorre de fatores exógenos, mas **preserva-se a responsabilidade do agente** quando a restrição estiver associada ao planejamento energético ou às próprias características da fonte.

Para o **segmento hidrelétrico**, os efeitos são ambivalentes. De um lado, a inclusão explícita de instalações hidrelétricas entre os ativos aptos a prestar serviços operativos, como reserva de potência, inércia e regulação de frequência, reforça o reconhecimento institucional de seu papel sistêmico. De outro, a ausência de previsão legal mais abrangente de compartilhamento de riscos associados a restrições operativas por necessidades energéticas ou estruturais limita o alcance das compensações, mantendo parte relevante da exposição contratual com os próprios geradores.

Assim, embora a Lei avance ao consolidar hipóteses objetivas de ressarcimento via ESS e reduzir controvérsias interpretativas, **permanece o desafio de calibrar adequadamente os mecanismos de remuneração de atributos de flexibilidade e confiabilidade, especialmente para usinas hídricas de pequeno e médio porte**, que frequentemente atuam como estabilizadoras do sistema, mas continuam sujeitas a restrições operativas sem contrapartida econômica integral.

Em síntese, o tratamento legal do *curtailment* sinaliza maior previsibilidade institucional, porém não elimina a necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios para assegurar alocação proporcional de riscos entre agentes e adequada valorização dos serviços sistêmicos prestados pelas hidrelétricas.

Além da Lei nº 15.269/2025:

A *agenda regulatória* que deve pautar **PCHs** e **CGHs** em 2026.



Tarifa Horária, Sinais Econômicos e Resposta da Demanda: a nova fronteira da alocação de risco.



Acesso à Rede Básica e competição por capacidade: implicações do Decreto nº 12.772/2025 para PCHs e CGHs.



Curtailment nas usinas do Tipo III: impactos em PCHs e CGHs.



Impactos das alterações da Resolução Normativa nº 1.085/2024 nas CGHs e PCHs: MRE e indisponibilidade não hidrológica.

Tarifa Horária, Sinais Econômicos e Resposta da Demanda.

A nova fronteira da alocação de risco.

Paralelamente às alterações promovidas diretamente pela Lei nº 15.269/2025, o debate regulatório recente conduzido pela ANEEL no âmbito da **Consulta Pública nº 46/2025** evidencia um movimento complementar de **modernização da estrutura tarifária**, com impactos indiretos, porém relevantes, sobre o segmento hidrelétrico. A adoção da Tarifa Horária, atualmente denominada “**Tarifa Branca**”, é uma **modalidade opcional** aplicável às unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão).

ESCOPO ATUAL



Consumidores do Grupo B

MODALIDADE AUTOMÁTICA



Tarifa Convencional

**Sem diferenciação horária do preço*

OPÇÃO DO CONSUMIDOR



Tarifa Branca

**Com sinal econômico horário*

A proposta de ampliação da Tarifa Horária insere-se no esforço institucional de introduzir **sinais econômicos temporais** mais aderentes aos custos operativos do Sistema Interligado Nacional (SIN), buscando **induzir a modulação do consumo** e **reduzir a concentração de carga** nos horários de ponta.

PROPOSTA ANEEL



Consumidores do Grupo B

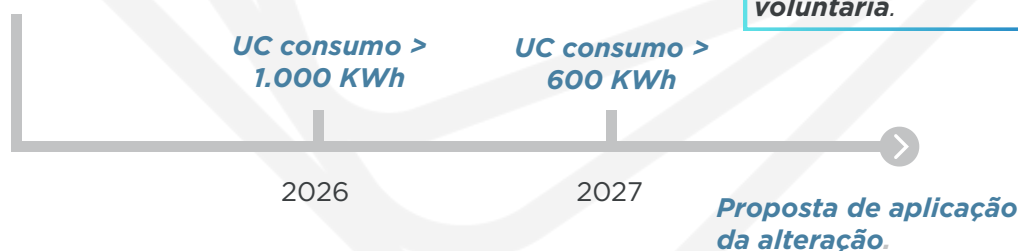
FORMA COMPULSÓRIA E AUTOMÁTICA



Tarifa Horária ("Tarifa Branca")

**Com sinal econômico horário*

Para os **demais consumidores do Grupo B**, a adesão permanecerá voluntária.



Sob a ótica do planejamento energético, o instrumento pretende enfrentar **desafios operacionais** associados à **elevada penetração de fontes intermitentes**, notadamente solar e eólica, que têm acentuado fenômenos como a **"curva do pato"**, o aumento de restrições operativas (*curtailment*) e a necessidade crescente de recursos despacháveis e flexíveis.

Nesse novo arranjo, a política tarifária passa a ser concebida como **mecanismo de coordenação da demanda**, deslocando parte da responsabilidade pelo equilíbrio sistêmico do lado da oferta para o comportamento do consumidor final.

| Contudo,

As discussões técnicas realizadas nos **workshops** promovidos pela ANEEL indicam que a **efetividade desse instrumento depende de condições estruturais ainda em consolidação**. Evidências empíricas apresentadas por consultorias e distribuidoras demonstram que a elasticidade-preço do consumidor residencial de baixa tensão é reduzida no curto prazo, especialmente na ausência de medição inteligente, automação e instrumentos tecnológicos que viabilizem resposta ativa da carga.

Adicionalmente, a **implementação em larga escala da Tarifa Horária demanda investimentos significativos** em **infraestrutura de medição, sistemas de comunicação e adequações operacionais**, com **potenciais impactos tarifários e desafios de reconhecimento regulatório desses custos**. Tal circunstância aproxima o debate da mesma lógica observada no novo marco legal das hidrelétricas: a modernização setorial implica redistribuição de riscos econômicos entre agentes, concessionárias e consumidores.

| Do ponto de vista das fontes hídricas,

O tema assume **relevância adicional**. A **modulação horária da demanda tende a alterar o perfil de despacho do parque gerador, reforçando o papel das hidrelétricas, especialmente PCHs e usinas com reservatório, como provedoras de flexibilidade, capacidade firme e serviços ancilares**. Em tese, a redução do consumo nos horários críticos pode mitigar parte das restrições operativas; na prática, entretanto, o efeito depende da intensidade da resposta comportamental, ainda incerta.

Além disso, a **interação entre Tarifa Horária e geração distribuída**, inclusive a micro e minigeração, pode produzir **sinais econômicos contraditórios**, afetando o valor da energia compensada e alterando decisões de investimento, com reflexos indiretos sobre o equilíbrio da matriz e sobre a competitividade relativa das fontes hidráulicas.

Sob a perspectiva regulatória, o desafio consiste em **calibrar o instrumento de forma a preservar três objetivos simultâneos: eficiência econômica, previsibilidade para os investimentos e aceitabilidade social**. A adoção precipitada de modelos compulsórios ou de ampla migração automática, sem adequada comunicação e transição tecnológica, pode gerar resistência do consumidor, judicialização e efeitos distributivos indesejados, reduzindo a eficácia da política pública.

Assim, a Tarifa Horária não se apresenta como solução isolada para os problemas operativos do SIN, mas como componente de uma estratégia mais ampla de modernização, que deve ser coordenada com a expansão de recursos de flexibilidade, entre eles, as próprias hidrelétricas.

Nesse contexto, a **consolidação de sinais de preço** adequados precisa ser acompanhada de **mecanismos consistentes de remuneração dos atributos sistêmicos das usinas hídricas**. Caso contrário, corre-se o risco de atribuir maior responsabilidade operacional às hidrelétricas sem a correspondente valorização econômica, reproduzindo a assimetria já observada em outros instrumentos regulatórios recentes.

Em síntese, a política tarifária em discussão reforça a tendência de deslocamento do setor elétrico brasileiro para **modelos mais dinâmicos de alocação de custos e riscos**. Para o segmento hidrelétrico, isso significa maior protagonismo na segurança energética, mas também maior exposição a incertezas regulatórias e contratuais, exigindo atenção redobrada na construção de regras de transição e de remuneração adequadas.

Acesso à Rede Básica e competição por capacidade. *Implicações do Decreto nº 12.772/2025 para PCHs e CGHs.*

A reorganização do ambiente regulatório promovida pela Lei nº 15.269/2025 é acompanhada por **mudanças estruturais** no regime de **acesso ao sistema de transmissão**. Nesse contexto, o Decreto nº 12.772/2025 instituiu a **Política Nacional de Acesso ao Sistema de Transmissão (PNAST)**, estabelecendo **novo modelo de alocação de capacidade** na Rede Básica e substituindo a lógica tradicional de análise individual e contínua de pedidos por **mecanismos coordenados e periódicos de contratação**.

TEMPORADAS DE ACESSO

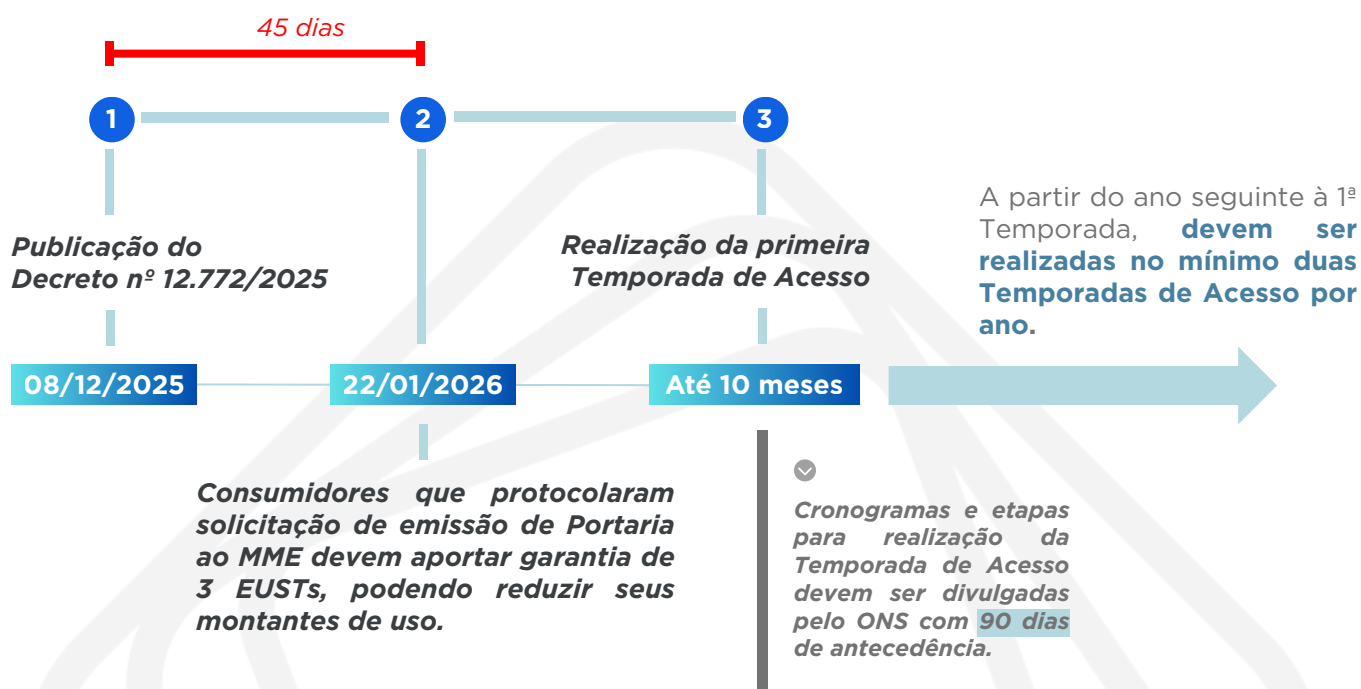
A nova política, aplicável aos **usuários da transmissão**, e não às distribuidoras, tem como diretriz central a **racionalização do uso da infraestrutura existente**, a priorização de eficiência sistêmica e a coordenação entre expansão da rede e demanda efetiva de acesso. Para tanto, introduz-se o instrumento das **“Temporadas de Acesso”**, janelas periódicas nas quais todos os interessados devem registrar simultaneamente suas solicitações, que passam a ser avaliadas de forma conjunta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PROCESSOS COMPETITIVOS

Nos **pontos de conexão em que a demanda superar a capacidade disponível**, o Decreto prevê a realização de **processos competitivos**, inclusive para contratação de capacidade futura, podendo envolver **ofertas de desconstrução voluntária**, condicionamento a reforços de rede ou critérios associados a políticas públicas regionais. O modelo aproxima o acesso à transmissão de uma lógica concorrencial, reduzindo a previsibilidade anteriormente associada à ordem cronológica de protocolos.

Adicionalmente, os resultados das **Temporadas de Acesso** passam a orientar o planejamento setorial conduzido pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa Energética, influenciando decisões de expansão da Rede Básica e a própria estruturação de leilões de energia e potência. Observa-se, portanto, **maior integração entre acesso físico e planejamento energético de longo prazo**.

O Decreto também estabelece **regime transitório para solicitações já protocoladas**, vedando mecanismos de reserva automática de capacidade futura e a revalidação de pareceres de acesso, o que reforça a intenção de evitar retenção especulativa de margens de escoamento.



Embora a maioria das PCHs e CGHs se conecte às redes de distribuição, parcela relevante de empreendimentos, especialmente aqueles de **maior porte ou localizados em regiões com maior densidade de geração**, depende diretamente da Rede Básica. Para esses projetos, o novo modelo **altera significativamente a gestão do risco regulatório**, ao substituir a previsibilidade do acesso sequencial por um **ambiente competitivo**, sujeito à disputa por capacidade e à coordenação centralizada pelo ONS.

Do ponto de vista econômico-regulatório, isso implica **maior incerteza quanto a prazos, custos de conexão e viabilidade de novos investimentos**, ao mesmo tempo em que reforça a **necessidade de alinhamento entre planejamento de geração e disponibilidade efetiva de escoamento**. Assim como observado em outros instrumentos recentes, como a Tarifa Horária e o tratamento do *curtailment*, a modernização institucional vem acompanhada de redistribuição de riscos entre agentes, com maior responsabilização do empreendedor pela gestão de seu acesso à rede.

Em síntese, a **PNAST consolida mudança relevante no paradigma de conexão à transmissão**, com impactos diretos para geradores hidráulicos que dependem da Rede Básica. Ainda que não representem a maioria do segmento, tais empreendimentos tendem a enfrentar **ambiente mais competitivo e condicionado ao planejamento sistêmico**, o que reforça a importância de previsibilidade regulatória e regras de transição adequadas para preservar a viabilidade de projetos em desenvolvimento.

Curtailment nas usinas do Tipo III.

Impactos em PCHs e CGHs.

A intensificação de eventos de **baixa carga líquida e excesso de geração** no Sistema Interligado Nacional (SIN), tem **reposicionado o debate sobre restrições operativas para além do segmento de geração centralizada**. No âmbito do processo nº 48500.033898/2025-54, em curso na ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) relatou cenários críticos verificados atribuídos à combinação entre montantes expressivos de geração proveniente de empreendimentos com micro e minigeração distribuída (MMGD) e redução da carga líquida, circunstância que eleva a participação de geração não controlável.

Nessas condições, o Operador apontou que a **operação do SIN se torna mais vulnerável a perturbações** e, em razão disso, propôs à ANEEL a adoção de medidas voltadas a mitigar os riscos e resguardar a operação segura do sistema.

PLANO EMERGENCIAL

Nesse contexto, após tratativas com a ANEEL, o ONS apresentou proposta de **Plano Emergencial** voltado ao gerenciamento de geração no âmbito das usinas classificadas operacionalmente como “Tipo III”, concebido como mecanismo excepcional para resguardar a segurança do sistema.

Em linhas gerais, o **Plano foi estruturado em quatro etapas**:

- I. Previsão**, com antecedência de dois a sete dias, do esgotamento dos recursos de redução de geração centralizada;
- II. Emissão** de alerta às distribuidoras quanto à possibilidade de acionamento do Plano no horizonte de até sete dias;
- III. Definição**, na programação diária, do montante e do período de restrição aplicáveis às usinas Tipo III, com encaminhamento da programação às distribuidoras;
- IV. Avaliação** pós-operação, com quantificação dos montantes efetivamente reduzidos por área de concessão.

*Fluxograma do **Plano Emergencial de Restrição de Geração** na Distribuidora.*



FLUXOGRAMA DO PLANO EMERGENCIAL

Insumos para
programação
semanal

MONITORAMENTO SEMANAL DO ONS

Há possibilidade de excedente de geração?

Não.

Fim da previsão semanal.

Sim.

- No horizonte de dois a sete dias a frente, o ONS deve informar as distribuidoras sobre a possível necessidade de restrição nas usinas tipo III e alertar o Tempo Real do ONS.
- As distribuidoras devem alertar os agentes das usinas tipo III.

Insumos para
programação
diária

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

Há, de fato, necessidade de restrição de geração?

Não.

Fim da previsão diária.

Sim.

- A programação informa as distribuidoras o montante agregado e o período de restrição das usinas do Tipo III das suas áreas.
- Na operação em tempo real, as distribuidoras acionam os agentes das usinas Tipo III conforme estabelecido na programação.

Fim.

Em outras palavras, com a adoção do Plano Emergencial, tornou-se viável **restringir a geração de usinas classificadas como “Tipo III”**, empreendimentos que, historicamente, não eram alcançados pelos eventos de constrained-off determinados no âmbito da operação do ONS.

A ANEEL, ao analisar a proposta do ONS, convalidou a diretriz de atuação emergencial e **reconheceu que o arcabouço regulatório e técnico vigente já fornece suporte suficiente para viabilizar a restrição de geração necessária à preservação da operação segura do SIN**. Como desdobramento, o Voto do Relator, acompanhado em sua unanimidade, encaminhou um conjunto de providências de implementação voltadas a assegurar pronta operacionalização do Plano.

O **ponto central**, para o segmento de **PCHs** e **CGHs**, reside no **enquadramento típico dessas usinas como “Tipo III”**, nos termos do Submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede, por serem empreendimentos conectados fora da Rede Básica e, em regra, sem programação e despacho centralizados. Por definição, essas usinas não mantêm relacionamento operacional direto com o ONS, o que historicamente lhes conferiu relativa previsibilidade quanto à sua rotina de operação.

O Plano Emergencial, contudo, introduz o segmento em um **regime de restrição de geração** e cria uma **nova camada de risco operativo**, com potencial impacto sobre sua gestão contratual e sua receita.

Além do referido Plano Emergencial, o debate é ampliado pela **evolução regulatória** em curso na **Consulta Pública nº 45/2019** da ANEEL, que trata de critérios operativos de redução ou limitação de geração.

No âmbito dessa discussão,

Emergiu **controvérsia específica** acerca da **eventual inclusão da MMGD em rotinas de corte de geração do ONS** e sobre a **viabilidade de mecanismos alternativos** quando o corte físico não é tecnicamente exequível. Suscitada, a Procuradoria Federal junto à ANEEL, através do **Parecer nº 00010/2026/PFANEEL/PGF/AGU**, distinguiu as seguintes categorias:



Corte físico emergencial por segurança operativa;



Corte físico ordinário em cenários de excedente;



Ajustes contábeis acessórios ao corte físico, destinados a espelhar na liquidação a decisão operativa quando a execução física é inviabilizada; e



O chamado “corte contábil” autônomo, entendido como glosa *ex post* de créditos sem lastro em rotina física.

A **conclusão do Parecer** é que há fundamento para o corte físico da MMGD, sobretudo por razões de segurança e sob argumento de isonomia, mas que a glosa de créditos do SCEE carece de amparo legal na Lei nº 14.300/2022, exigindo, se cogitada, reforço legislativo e disciplina própria.

Para as **usinas “Tipo III”**, contudo, o mesmo Parecer reconhece que tais empreendimentos, ao integrarem o SIN, **permanecem sujeitos a exigências de segurança e eficiência** que podem fundamentar **limitações de geração**. Ademais, no entendimento da Procuradoria, não haveria óbice à aplicação de ajustes contábeis acessórios destinados apenas a refletir, na liquidação, decisões operativas efetivamente executadas. Já a instituição de **sistemáticas de rateio contábil**, dissociadas de rotina física, foi tratada como **opção regulatória de maior envergadura**, a demandar desenho, motivação e debate mais robustos.

Nesse contexto, a principal consequência para CGHs e PCHs é que o debate passa a sinalizar, com maior nitidez, um vetor institucional, uma vez que o ONS e ANEEL vêm indicando viabilidade técnica e respaldo regulatório para a adoção de rotinas coordenadas de restrição de geração em usinas Tipo III. Em relação à MMGD, por sua vez, a evolução do tema aponta para a admissibilidade do corte físico quando tecnicamente necessário à segurança operativa, permanecendo em debate a eventual tradução econômica dessas restrições no âmbito do SCEE.

Esse **deslocamento do curtailment para as usinas Tipo III e para MMGD** altera a lógica de previsibilidade que historicamente permeou esses empreendimentos e, na prática, introduz um **novo fator de risco exógeno à gestão do agente**, com reflexos diretos sobre geração efetiva, lastro contratual e estabilidade de receitas. O ponto sensível, portanto, não está na necessidade sistêmica de preservação da segurança do SIN, premissa que orienta a atuação do Operador, mas na forma **como essa nova dinâmica será incorporada ao regime econômico do setor**.

Impactos das alterações da Resolução Normativa nº 1.085/2024 nas CGHs e PCHs.

MRE e indisponibilidade não hidrológica.

○ **MRE foi concebido para compartilhar exclusivamente o risco hidrológico entre as usinas participantes**, promovendo a realocação da energia efetivamente gerada em relação à garantia física (GF) de cada empreendimento.

Nos termos do art. 24 do Decreto nº 2.655/1998, indisponibilidades de natureza não hidrológica devem ser suportadas individualmente por cada usina, não podendo ser socializadas pelo mecanismo.

Posteriormente, o art. 24 da Lei nº 13.360/2016 reforçou essa lógica ao estabelecer que **usinas não despachadas centralizadamente que optarem pelo MRE somente podem ser excluídas por solicitação própria ou por perda de outorga**, afastando a possibilidade de exclusão por desempenho operacional.

A regulamentação **distingue o tratamento** aplicável às usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e às não despachadas.



Para as **usinas com despacho centralizado**, a apuração de eventuais indisponibilidades é realizada com base em medições objetivas efetuadas pelo ONS, sendo aplicado o Fator de Disponibilidade de Geração (FID), nos termos do art. 50 da Resolução Normativa nº 1.033/2022.



Já para as **usinas não despachadas centralizadamente**, caso típico de PCHs, CGHs e determinadas UHEs de menor porte, o FID não é aplicável.

Com a alteração promovida pela **Resolução Normativa nº 1.085/2024**, foram instituídos **dois mecanismos específicos** para essas usinas:

Art. 33-A

Fator de Contribuição ao MRE (FCM).

Art. 33-B

Alternativa de medição direta da (in)disponibilidade por meio da vazão vertida.

FCM

O FCM é calculado anualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica com base na relação entre a **garantia física publicada e a energia efetivamente gerada** e registrada. Caso o índice apurado fique abaixo dos limites regulatórios, a usina passa a ter sua **Garantia Física Apurada (GFa)** considerada para fins exclusivos de alocação no MRE no exercício subsequente. A norma ressalva expressamente que a GFa não altera a garantia física formal do empreendimento, nem impacta diretamente seu lastro contratual.

Contudo,

Na prática, a redução da energia alocada no MRE pode implicar **menor recebimento via TEO e maior exposição ao PLD** na parcela não coberta, produzindo **efeitos econômicos relevantes**. Trata-se, portanto, de um ajuste operacional “interno” ao MRE, sem revisão formal da GF.

Como alternativa ao critério indireto baseado na geração histórica, o art. 33-B admite que o **agente opte pela medição direta da indisponibilidade não hidrológica** por meio da instalação de sistema de apuração da vazão vertida.

Nesse modelo, os dados passam a ser considerados a partir do décimo terceiro mês após a instalação do sistema, observando-se histórico móvel e tolerâncias progressivamente decrescentes, sendo todos os custos e riscos suportados pelo gerador.

A lógica é **deslocar o critério de aferição** da geração média histórica para um parâmetro físico mais objetivo, focado exclusivamente na **indisponibilidade operacional** e não no regime hidrológico.

Relatos setoriais indicam dificuldades na obtenção e instalação desses equipamentos, havendo movimentações administrativas para discutir prazos e condições de implementação.

Importa destacar que a não instalação do sistema de medição de vazão vertida não implica, por si só, exclusão do MRE, especialmente à luz da vedação contida no art. 24 da Lei nº 13.360/2016. Nessa hipótese, aplica-se o regime padrão do FCM.

Por meio do **Despacho nº 926/2025**, foi **concedida Medida Cautelar requerida pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL**, determinando a **suspensão dos prazos** relacionados à apuração de desempenho previstos na Resolução Normativa nº 1.033/2022, conforme dispositivos incluídos pela Resolução Normativa nº 1.085/2024, até 1º de maio de 2026.

Assim,

Salvo eventual alteração do regime pela ANEEL, seja por meio de revisão normativa, seja por prorrogação adicional dos prazos para implementação das disposições introduzidas pela Resolução Normativa nº 1.085/2024, permanece **recomendável** que os agentes acompanhem atentamente a **evolução regulatória** e avaliem, de forma preventiva, os **impactos da norma sobre seus projetos**, especialmente no que se refere à apuração de desempenho, à aplicação do FCM e às alternativas de medição direta da indisponibilidade.



ACOMPANHAMENTO



AVALIAÇÃO



**Cortez
Pimentel
& Melcop**
ADVOGADOS

 cortezpimentel.adv.br/

 [cortezpimenteladv](https://www.instagram.com/cortezpimenteladv)

 [Cortez Pimentel & Melcop Advogados](https://www.linkedin.com/company/Cortez-Pimentel-Melcop-Advogados)