

EMENDA Nº - CMMPV 1318/2025
(à MPV 1318/2025)

Acrescente-se art. 1º-1 à Medida Provisória, com a seguinte redação:

“**Art. 1º-1.** A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

‘**Art. 1º-A.** São esquemas de corte de geração a que se refere o inciso IV do § 10 do artigo 1º desta Lei, relativamente às usinas eólicas e solares fotovoltaicas, todos os eventos de redução da produção de energia elétrica que tenham sido originados externamente às instalações dos respectivos empreendimentos de geração, independentemente do ambiente ou da modalidade de contratação, da causa, de a usina ter garantia física publicada ou não, das classificações técnicas que se lhes atribuem e do seu tempo de duração, exceto aqueles por impossibilidade de alocação na carga associados exclusivamente à sobreoferta de energia elétrica, conforme regulamento do Poder Concedente.

§ 1º A sobreoferta de energia elétrica referida no caput somente se caracterizará nos cenários em que o patamar de geração potencial das usinas eólicas e solares fotovoltaicas, estimado a partir das curvas de produtividade, superar o montante total de carga bruta do SIN, deduzidos apenas os montantes atendidos por:

I – geração das demais usinas detentoras de outorga não simuladas individualmente;



II – geração mínima das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente;

III – geração inflexível das usinas termelétricas considerada no cálculo de garantia física.

§ 2º A frustração de geração decorrente dos esquemas de corte de geração por sobreoferta que não ensejará compensação em favor do titular dos empreendimentos eólico e solar fotovoltaico deverá observar o menor valor percentual entre:

I – os montantes dos cortes de geração por sobreoferta individualmente sofridos frente ao potencial máximo de geração do respectivo empreendimento; e

II – os montantes totais dos cortes de geração por sobreoferta do SIN frente ao potencial máximo de geração do SIN.

§ 3º Os montantes de energia elétrica a serem compensados aos agentes de geração pela redução da produção de energia elétrica serão calculados com base no potencial máximo de geração e deverão ser valorados:

I – pelo preço do contrato, para a parcela da usina afetada que esteja vinculada aos contratos de qualquer modalidade celebrados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, à contratação de que trata o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, ou aos contratos firmados no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e

II – pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do submercado onde está localizada a usina afetada, para



a parcela da usina não contratada nas hipóteses descritas no inciso I.' (NR)

‘Art. 1º-B. Mediante a contrapartida de renúncia ao direito sobre o qual se funda a ação e desistência de eventual ação judicial em curso, o titular de outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica receberá, conforme termo de compromisso assinado com o Poder Concedente, o encargo a que se referem o § 10 do artigo 1º e o artigo 1º-A desta Lei, para cobertura dos custos de redução de produção de energia elétrica decorrente de esquemas de corte de geração ocorridos desde a data de publicação da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, os quais serão apurados conforme os parâmetros desta Lei.

§ 1º Na forma do art. 1º, § 5º, da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997, fica definido que a desistência e a renúncia de que trata o caput eximem as partes da ação judicial do pagamento dos honorários advocatícios de sucumbência.

§ 2º O termo de compromisso assinado ensejará o reprocessamento de receita de venda de contratos de compra e venda de energia elétrica e/ou a recontabilização das operações no mercado de curto prazo, conforme cronograma a ser disponibilizado pela CCEE em até 30 (trinta) dias, com atualização e remuneração pela Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic desde a data do evento de redução de produção de energia elétrica, decorrente de esquema de corte de geração, até a data de seu efetivo pagamento.

§ 3º Os valores disponíveis na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, de que trata o



Decreto 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, bem como aqueles correspondentes a ressarcimentos devidos pelos agentes de geração no âmbito de Contratos de Energia de Reserva e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, na modalidade disponibilidade, poderão, conforme regulamentação do Poder Concedente, ser destinados ao pagamento do encargo de que trata o caput tanto em relação aos esquemas de cortes de geração verificados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR – quanto em relação aos verificados no Ambiente de Contratação Livre – ACL.’ (NR)”

Os dispositivos acima propostos e adjacentes deverão ser devidamente reenumerados no momento da consolidação das emendas ao texto da proposição pela Redação Final.

JUSTIFICAÇÃO

Frequentemente, diversos empreendimentos de geração solar e eólica, embora aptos a operar, deixam de produzir eletricidade por força de “cortes de geração” determinados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. No jargão setorial, os referidos cortes de geração, originados externamente às instalações das usinas e motivados por questões completamente alheias à gestão dos geradores, são denominados “constrained-off”.

A Lei n. 10.848/2004, em sua atual redação, já assegura o pagamento de compensação aos geradores impactados pelos referidos cortes de geração.

Com efeito, o § 10 do art. 1º dispõe, de forma expressa, que “as regras de comercialização **deverão prever o pagamento de encargo**



para cobertura dos custos dos serviços do sistema , [...] que compreenderão , entre outros: [...] IV – a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os ESQUEMAS DE CORTE DE GERAÇÃO e de alívio de cargas”.

Para além de determinar o pagamento de encargo destinado a cobrir os cortes de geração, a Lei não deixa margem de dúvida de que esse é um “custo dos serviços **do sistema** ” (“deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema (...) que compreenderão, entre outros: [...] os esquemas de corte de geração ”), não um custo do gerador. Ocorre que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio de regulamentos, empreendeu interpretação restritiva da referida previsão, a qual acabou por esvaziar o direito dos geradores à devida compensação.

Por meio de norma atualmente consolidada na Resolução Normativa n. 1.030/2022, a ANEEL criou três categorias de restrição de operação por constrained-off – diferenciadas pela natureza da causa dos eventos –, mas estabeleceu que apenas uma delas ensejaria compensação.

Adicionalmente, a ANEEL estabeleceu que mesmo os cortes classificados como passíveis de compensação, mas cujo tempo de duração não extrapole dada franquia de horas, serão suportadas pelo gerador.

Como consequência, estudos realizados pelas associações que representam os segmentos eólico e solar estimam que esses geradores praticamente não serão compensados (0%) pelos cortes de geração verificados em 2023 e 2024, a valer a norma da Agência.



Na prática, a regulamentação aprovada pela ANEEL resultou na **inocuidade** da Lei n. 10.848/2004, no que diz respeito às compensações, de modo que os geradores de energia limpa e renovável serão chamados a suportar todos os cortes de geração a que não deram causa e que nada dizem respeito à performance de seus empreendimentos.

Não fossem bastantes a ausência de recebimento das compensações a que fazem jus e as glosas contratuais que sofrem pela involuntária entrega de energia a menor, os geradores renováveis também passaram a sofrer **rebaixamentos nos preços-alvo de suas ações e nas recomendações de compra de seus papéis expedidas por agentes financeiros internacionais**, dados os impactos não compensados do constrained-off.

Por ocasião da aprovação da mencionada Resolução, a ANEEL confessou que o propósito de expedir norma sobre constrained-off não foi o de atender ao disposto no § 10, inciso IV, do art. 1º da Lei n. 10.848/2004, mas, sim, promover “alocação de riscos e custos para os agentes geradores e consumidores”.

Em outras palavras, admitiu o Regulador que buscou criar inédita política pública, a qual, além de desbordar da competência da Agência, contraria a política efetivamente instituída pelo Legislador na Lei n. 10.848/2004.

Nesse contexto, a presente emenda busca:

(i) eliminar, de forma definitiva, a interpretação equivocada empreendida pela ANEEL, a qual resultou no esvaziamento da política tarifária já aprovada há anos, deixando claro



o direito dos geradores à compensação por todo e qualquer evento de corte de geração;

(ii) conferir uniformidade de tratamento aos geradores, evitando disparidades entre fontes de geração de energia elétrica e de regime entre aqueles que recorreram ao Judiciário e aqueles que não o fizeram; e

(iii) evitar nova judicialização em massa do setor elétrico, semelhante àquela recentemente verificada em torno do denominado fator GSF.

Ademais, a emenda ora proposta, evita o futuro encarecimento da energia oriunda das fontes eólica e solar, matrizes fundamentais da transição energética do País.

A prevalência das limitações impostas pela ANEEL fará com que os geradores não consigam suportar o peso da frustração de receita sobre a energia que seriam capazes de entregar caso não houvesse os cortes de geração.

Consequentemente, esses geradores, na precificação da energia, terão de ser mais conservadores em suas estimativas, pois, como conceitua a própria ANEEL na REN n. 1030/2022, os cortes se originam externamente às usinas, por comando do ONS, de maneira que são incertas sua ocorrência, duração, frequência e intensidade.

Fora isso, o gerador não tem gestão nem sobre o planejamento nem sobre a implantação da instalação de transmissão que viabiliza o escoamento da energia que produz – sendo a União a titular e responsável pela prestação desse serviço, nos termos do art. 21, XII, b, da CF/88 c/c o art. 3º-A da Lei n. 9.427/1996.



Também não têm gestão sobre a programação de acionamento das usinas e demais aspectos da operação do sistema, os quais competem exclusivamente ao ONS (art. 13, caput, da Lei n. 9.848/1998). Com isso, os geradores serão obrigados a sempre precificar, em seus contratos de venda de energia, cenários de elevados patamares de cortes.

Portanto, a tendência é a de que não haja o mero deslocamento de custo – do encargo para o preço da energia –, mas a sua potencialização e a sua incorporação em caráter perene e estrutural aos preços de venda, em detrimento do consumidor final.

Ao fim, as medidas de promoção da modicidade tarifária concebidas na MPV n. 1.304/2025 não serão suficientes para manter os baixos patamares do preço dessa energia limpa e nem para incentivar o aumento de sua participação na matriz elétrica nacional. De fato, a medida será severamente esvaziada, caso os efeitos nefastos do constrained-off não sejam devidamente endereçados pelo Legislativo.

Adicionalmente, no atual contexto, novos investimentos em geração renovável eólica e solar estão virtualmente inviabilizados no Brasil, o que compromete a inserção do Brasil no movimento de transição energética, em contraposição à atual política pública do Governo Federal.

Realmente, **os investimentos estão sendo afugentados** no momento em que o Brasil se prepara para avançar em **energia eólica offshore** e em produção de **hidrogênio verde**, iniciativas cuja concretização está fortemente vinculada, no primeiro caso, à capacidade de aproveitamento e remuneração do potencial energético – que não ocorre com os cortes desprovidos de compensação – e, no



segundo caso, na consolidação das fontes limpas para utilização no processo de eletrólise.

Cabe destacar que **o estado do Espírito Santo é uma das principais apostas para a energia eólica offshore no Brasil**, como ilustra o mapa abaixo, elaborado pelo Banco Mundial^[1]:

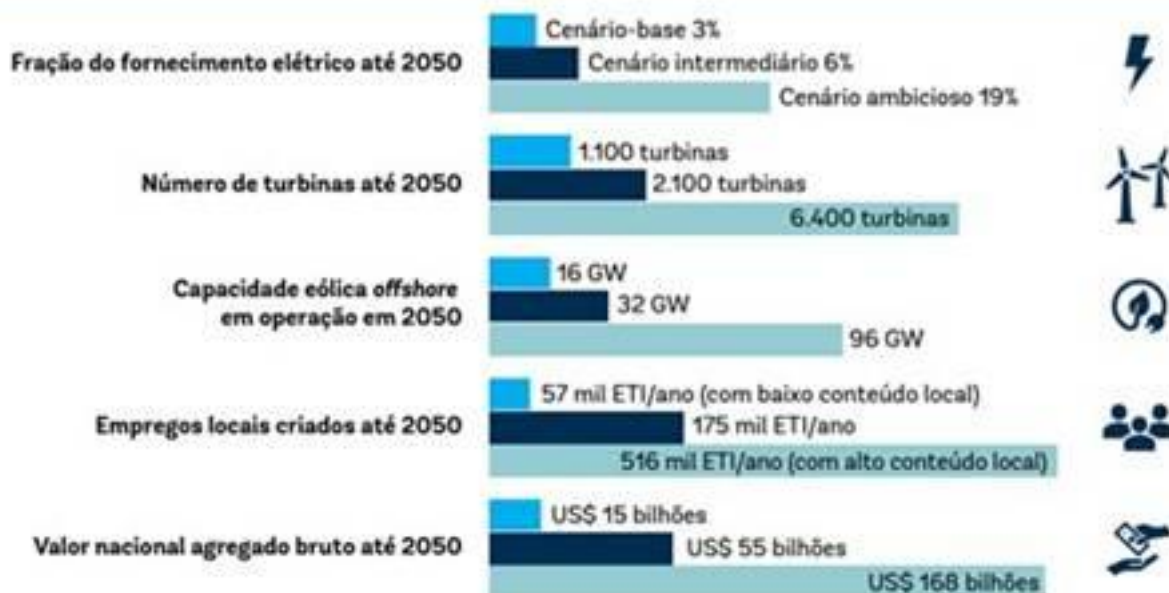


Também o Banco Mundial ressalta que a região Sudeste tem potencial para produção de 340 GW (mais de 24 usinas de Itaipu somadas) de energia eólica offshore. Se considerado ritmo intermediário de avanço desses projetos (implantação de 1,8 GW ao ano), a atividade implicará investimentos em infraestrutura com Capex estimado pelo Banco Mundial em **R\$ 430 bilhões**, com evidente impacto positivo sobre a economia das regiões produtoras, como será o caso do Espírito Santo, vide gráfico abaixo, que ressalta ainda o número de



empregos criados ao ano (175 mil empregos no cenário intermediário e 516 mil no cenário ambicioso):

FIGURA 1.4 IMPACTOS DOS TRÊS CENÁRIOS



Todo esse cenário promissor deixará de ser concretizado se não houver investimento em energia renovável no **Brasil**, ou seja, se não forem resolvidos os problemas que já acometem a geração onshore e que inviabilizam qualquer outro passo na direção da ampliação da fonte.

Por tais fundamentos, solicito o apoio de meus nobres pares para a aprovação da presente emenda.

[1] <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-recebe-estudo-para-odesenvolvimento-de-eolicas-offshore-no-brasil/ResumoExecutivoCenariosparaoDesenvolvimentodeEolicaOffshore.pdf>

Sala da comissão, 22 de setembro de 2025.



Assinado eletronicamente, por Sen. Cid Gomes

Para verificar as assinaturas, acesse <https://legis.senado.gov.br/autenticadoc-legis/5853740994>