

CONTRIBUIÇÃO ANACE
CONSULTA PÚBLICA MME Nº 210/2025
CUIRTAILMENT – TERMO DE COMPROMISSO

Tema: Curtailment

Objetivo: Avaliação de minuta de Termo de Compromisso para compensação por cortes de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica e outros questionamentos constantes na Nota Técnica 10/2025/DPME/SNEE.

ANACE – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA

A ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia (“ANACE”) é uma pessoa jurídica de direito privado constituída na forma de associação sem fins lucrativos que tem por finalidade precípua a defesa dos interesses de seus representados e, nesta qualidade, busca oferecer junto aos organismos oficiais, autarquias e entidades representativas de classe, órgãos de defesa da concorrência, Poder Judiciário e Ministério Público, o mais amplo diálogo, acompanhando todas as medidas adotadas para segurança e sustentabilidade do Setor.

Cabe, nesta oportunidade, destacar a qualidade da representação da ANACE que agrega associados com mais 100.000 mil unidades de consumo, sendo esses, consumidores de energia elétrica sob o regime livre e regulado e cujas atividades comerciais e industriais exigem carga equivalente a 10.000 MW médios e concentram em torno de 150.000 empregos diretos.

Neste contexto, no patrocínio dos interesses de consumidores que têm a energia, em seu mais amplo sentido, como um componente estratégico de suas atividades-fim, a ANACE desenvolve, como uma das mais importantes atividades no rol de sua representação, a avaliação constante dos impactos causados por medidas e aprimoramentos no arcabouço legal e infralegal.

INTRODUÇÃO

A ANACE, reiteradamente, tem manifestado sua crescente preocupação com a justa alocação de riscos setoriais aos respectivos agentes responsáveis e sua repercussão junto ao segmento consumo.

Com este espírito, no intuito de, mais uma vez, ponderar o racional do “curtailment” em face de sua causa e efeito no SEB, permitimo-nos, preliminarmente, destacar, que

“Não é culpa dos consumidores se empreendedores desenvolveram centrais de geração ignorando a dinâmica do mercado e as condições dos sistemas de transmissão”

(<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53318774/feira-eletrica>)

Desta feita, uma vez caracterizada como atividade econômica, “os empreendedores em geração devem, desde logo, ter para si alocados os decorrentes riscos e não aguardar que a regulação traga esse conforto para seus investimentos. Vale dizer: mudanças no ambiente de negócios entre o momento de planejamento e a efetiva operação da central de geração fazem parte do risco da sua atividade, abrangendo tanto as restrições de mercado como as do sistema elétrico onde está inserido.”

Neste contexto, a ANACE apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 210, instaurada para colher subsídios sobre a minuta de Termo de Compromisso vinculada à operacionalização do art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004, incluído pela Lei nº 15.269/2025, no tocante à compensação associada a restrições de geração de empreendimentos eólicos e solares no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Associação reconhece a relevância do tema, tanto pela necessidade de previsibilidade e redução de litigiosidade quanto pelo impacto potencial sobre a modicidade tarifária e, portanto, sobre o custo final suportado pelos consumidores por ela representados.

Desde já, a ANACE registra que qualquer mecanismo de compensação deve ser estritamente aderente à lei, tecnicamente rastreável e economicamente prudente, de modo a evitar a socialização de custos que não estejam claramente abrangidos pelo comando legal e a impedir que eventos essencialmente associados a excesso de oferta sejam requalificados, por via metodológica, como eventos indenizáveis.

Ressaltando que a “correção do rumo exige que o setor elétrico reconheça que os riscos dos negócios devem ser alocados aos respectivos negócios”, a solução a ser adotada deve ser auditável e transparente, com regras que reduzam zonas cinzentas, minimizem incentivos adversos e preservem o sinal econômico adequado, sem criar expectativas de cobertura ampla de riscos inerentes à expansão, ao planejamento e à dinâmica de oferta e demanda do SIN.

PRINCÍPIOS ORIENTADORES

A ANACE entende que a proposta de Termo de Compromisso deve observar, cumulativamente, os seguintes princípios e premissas:

Legalidade estrita: compensar apenas o que a lei define como resarcível, com segregação clara e verificável dos eventos não indenizáveis, sobretudo aqueles associados a excesso ou sobreoferta.

Modicidade tarifária: o mecanismo de resarcimento deve evitar a expansão indevida do universo de eventos compensáveis e impedir que incertezas metodológicas resultem em aumento automático de custo ao consumidor.

Segurança Jurídica: a regulação deve conferir previsibilidade e coerência na aplicação das leis sobre os ambientes de negócios, garantindo que uma determinada situação concreta de direito não seja alterada por alterações normativas ou interpretações adversas.

Equilíbrio Estrutural do Setor Elétrico: conferir a simetria sustentável entre a oferta e a demanda de energia em longo prazo, garantindo a viabilidade econômica e

previsibilidade para todos os agentes e consumidores envolvidos, de modo que a solução a ser adotada pelo regulador deve equilibrar interesses legítimos de geradores e consumidores, **atribuindo maior peso à redução de custos e à proteção da modicidade tarifária.**

Rastreabilidade e auditabilidade: cada ressarcimento deve ser associado a data, hora, energia restringida, motivo do corte e memória de cálculo verificável por terceiros, reduzindo assimetrias de informação e risco de contestação permanente.

Minimização de lacunas interpretativas: os critérios a serem adotados e fixadas devem ser objetivos, claros e conservadores para permitir exatas interpretações e afastar dúvidas e questionamentos sobre o seu racional.

Com base nesses princípios e premissas, a ANACE apresenta suas contribuições e comentários para as questões formuladas na Nota Técnica, seguidos de recomendações gerais de redação e governança para a minuta do Termo.

VISÃO GERAL

Todo arcabouço econômico-financeiro do Setor Elétrico visa estruturar, de forma equilibrada e sustentável, a remuneração dos geradores, das transmissoras e dos distribuidores pela produção, transporte e custeio pelo efetivo consumo de energia elétrica e uso do sistema por parte dos usuários e consumidores.

A discussão em torno do “curtailment” e seu pretendido ressarcimento aos geradores eólicos e fotovoltaicos, quer nos parecer, escapa dessa lógica, na medida em que montantes de energia desnecessários, e pior ainda, não gerados estão sendo apurados para ressarcimento, invertendo a necessária alocação de riscos setoriais.

Nessa esteira, **o consumidor**, que não precisou e não precisa dessa energia, **está fadado a pagar a conta da qual nenhuma responsabilidade lhe cabe.**

Por mais que se discutam responsabilidades, é inescapável que o curtailment tem como causa básica o fato de que as fontes renováveis, por estímulo e incentivos

bancados pelo consumidor, se expandiram de forma exponencial em locais distantes dos centros de consumo e muito além do crescimento da carga. É oportuno acrescentar que além desses fatores, o crescimento da geração distribuída, também financiada pelo consumidor, é apontado como fator relevante para a necessidade dos cortes de energia.

Em relação ao pretendido ressarcimento dos geradores, os cortes de geração efetuados pelo ONS - denominados “constrained-off” – sempre existiram na operação do SIN. As usinas hidrelétricas, por exemplo, são constantemente impedidas de gerar por questões relacionadas ao nível dos reservatórios. Vale dizer: “constrained-off” não é fato novo, tampouco pode ser alegado como desconhecido pelos investidores em geração e tem regulamentação já estabelecida, envolvendo o ressarcimento conforme a causa do corte.

A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, no entanto, determinou a **“compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação”**, desde 1º de setembro de 2023 até a entrada em vigor do texto legal, verificando-se que a data de início para a apuração do ressarcimento retrata mera casualidade, pois está simplesmente relacionada ao mês em que os cortes tiveram crescimento significativo.

Ademais, ainda que se trate de regulamentação da lei, a apreciação do Termo de Compromisso se faz prematura, uma vez que muita análise, cálculos, avaliações, discussões de eventos resarcíveis, sua causa e efeito ainda estão por vir até que se esgote o mérito do tema o que, sem dúvida, afetará o teor do Termo de Compromisso.

No entendimento da ANACE, o TERMO DE COMPROMISSO não pode se converter em instrumento de “cobertura econômica” ampla para cortes de geração, sobretudo quando tais cortes estiverem associados a excesso de oferta, escolhas de localização

de empreendimentos, ritmo de expansão superior ao crescimento da carga e limitações estruturais do escoamento.

O mecanismo em discussão, acaso não devidamente delimitado, poderá deslocar para o consumidor o custo de desequilíbrios sistêmicos que não foram por ele causados e que não se conectam a uso efetivo de energia. Além disso, o desenho deve ser especialmente cuidadoso com regras de classificação de eventos e com variáveis estimadas em fórmulas, pois são justamente esses critérios que tendem a gerar disputas recorrentes, fragilizando o objetivo de redução de litigiosidade.

Na visão da ANACE o Termo deve privilegiar os critérios de elegibilidade estritos e verificáveis, com classificação técnica robusta e conservadora, sobretudo em eventos com múltiplas causas, mediante a adoção de fórmula de caracterização de sobreoferta baseada em variáveis observáveis sempre que possível em conjunto com a valoração por preço com rastreabilidade horário a horário e transparência pública compatível com o fato de que o custo final tende a repercutir nas tarifas.

Com esse espírito, apresentamos comentários e propostas de aperfeiçoamento ao Termo de Compromisso.

CONTRIBUIÇÕES

3.1. INDISPONIBILIDADE EXTERNA: EXCLUSÃO EXPRESSA DE ATRASOS DE TRANSMISSÃO

A ANACE manifesta-se contrária à inclusão de atrasos na entrada em operação de instalações de transmissão como hipótese indenizável por indisponibilidade externa.

Eventual atraso de obra, por certo, caracteriza-se como risco estrutural de planejamento e implantação da rede, cuja socialização dos custos decorrentes por via do Termo desloca para o consumidor um risco que deve ser tratado por instrumentos próprios de planejamento, fiscalização, incentivos e responsabilização. Atrasos são eventos com nexo causal, frequentemente, controversos, elevando a probabilidade de disputas.

Desse modo, sugerimos restringir “indisponibilidade externa” a indisponibilidades operativas e transitórias de instalações existentes, registradas e caracterizadas pelo ONS, excluindo atrasos de entrada em operação, postergações de obras e indisponibilidades de ativos ainda não comissionados.

3.2. CONFIABILIDADE ELÉTRICA E FRONTEIRA COM RESTRIÇÕES ESTRUTURAIS DO ACESSO

A ANACE concorda com a necessidade de diferenciar restrições supervenientes de limitações estruturais já previstas no Parecer de Acesso, associando respectivas previsões ao Contrato de uso dos Sistemas, de modo a conferir transparência às obrigações e restrições aos agentes.

Neste contexto, a ANACE recomenda reforçar o desenho do teste objetivo com ônus probatório elevado para enquadrar um evento como resarcível por confiabilidade, especialmente quando houver elementos indicativos de sobreoferta ou de restrições previsíveis.

Tudo aquilo que estava previsto ou assumido em pareceres de acesso, contratos de uso, estudos e condições sistêmicas conhecidas deve ser tratado como risco estrutural e não deve gerar compensação por essa via.

Por conta disso, sugerimos que a regulação adote o teste em três camadas: (i) baseline do acesso (estrutural, não resarcível), (ii) evento superveniente qualificado com registro formal e data de início, e (iii) impacto incremental mensurável por metodologia padronizada.

Na impossibilidade de quantificação objetiva, deverá prevalecer a não elegibilidade, em linha com a regra prudencial pró-consumidor.

3.3. CLASSIFICAÇÃO QUANDO HOUVER MÚLTIPLAS CAUSAS SIMULTÂNEAS

A ANACE considera sensível a regra que, em eventos com múltiplas causas, privilegia enquadramento compensável por “prevalência” (por exemplo, enquadrar como indisponibilidade externa quando não for possível discretizar). Essa lógica tende a

empurrar eventos mistos para categorias indenizáveis, aumentando custos ao consumidor e abrindo espaço para disputas metodológicas sobre “discretização”.

Sugerimos, por isso, a alteração da redação, com a substituição da regra de prevalência por uma lógica de segmentação e rateio causal no menor intervalo possível. Quando, tecnicamente, não for possível segmentar com qualidade, deve-se aplicar regra prudencial: o evento não deve ser automaticamente considerado compensável; deve prevalecer a classificação mais conservadora do ponto de vista tarifário, salvo comprovação técnica robusta do ONS sobre a parcela estritamente atribuível à hipótese elegível.

3.4. SOBREOFERTA (SOSIN): REDUZIR VARIÁVEIS ESTIMADAS

A ANACE, em atenção ao expresso comando legal, reconhece a importância de um filtro para excluir eventos motivados exclusivamente por sobreoferta, pois essa é a salvaguarda central para preservar o recorte legal e evitar socialização indevida de custos.

Respectivo filtro, todavia, deve ser desenhado para ser simples, auditável e pouco litigioso. Variáveis altamente estimadas e passíveis de divergência metodológica tendem a gerar disputas recorrentes e fragilizar o objetivo do Termo.

3.4.1. PREMISSAS PARA GH E GT

Para fins do diagnóstico de sobreoferta, a ANACE sugere que GH e GT sejam tratadas como componentes inflexíveis no intervalo do evento, refletindo condicionantes operativos, ambientais e sistêmicos que, na prática, mantêm parte relevante dessa geração em operação. Modelagens que tratem GH/GT como plenamente flexíveis podem reduzir artificialmente a caracterização de sobreoferta e ampliar resarcimentos. A regra deve ser prudente: na dúvida sobre flexibilidade efetiva, considerar como inflexível.

3.4.2. MMGD

Com base nas definições constantes da minuta, a ANACE propõe simplificação estrutural do indicador: retirar MMGD da formulação e substituir a carga bruta por carga medida no SIN. A “carga bruta” depende, por construção, de reconstituições e estimativas (inclusive do montante deslocado pela MMGD), introduzindo um elemento reconhecidamente polêmico e contestável. Ao utilizar a carga medida, o indicador passa a se apoiar em grandezas observáveis e auditáveis, reduzindo disputas e aumentando previsibilidade.

Sugestão de redação:

$$SOSIN = \text{Máx} (GH + GT + GPeq + GSpot - \text{CargaSIN_medida}, 0)$$

com ajuste das definições para:

“CargaSIN = montante total de carga medida no SIN (incluindo perdas conforme apuração na meia hora)” e

“Supressão da definição de MMGDest”, por deixar de ser variável necessária ao cálculo.

A ANACE ressalta que o foco do Termo não é replicar modelos de programação da operação, mas estabelecer um critério de elegibilidade para resarcimento que seja tecnicamente consistente, transparente e minimamente litigioso. Para esse propósito, a redução de variáveis estimadas é essencial.

3.5. EXPORTAÇÕES INTERNACIONAIS

A ANACE entende que exportações internacionais somente devem afetar o diagnóstico de sobreoferta quando representarem acréscimo de demanda real e verificável no período do evento.

A exportação reduz a sobreoferta apenas se houver capacidade firme e efetiva de intercâmbio, com fluxo realizado e registrado. A consideração de “exportação potencial” (o que poderia ter sido exportado) é contrafactual, depende de premissas

comerciais e operativas não auditáveis no âmbito do Termo e abre disputa sobre oportunidades comerciais, deslocando o debate do terreno técnico-operativo para hipóteses especulativas.

No entender da ANACE, as exportações devem ser tratadas como carga adicional no indicador apenas quando houver (i) fluxo efetivamente realizado e medido no intervalo ou (ii) compromisso firme com viabilidade operativa comprovada por registros oficiais, inserindo vedação expressa à consideração de potencial de exportação.

Sugestão de redação:

“ExportaçãoEfetiva: montante de energia efetivamente exportada e medida na meia hora

Para fins do indicador, considera-se

$$\text{CargaSIN_ajustada} = \text{CargaSIN} + \text{ExportaçãoEfetiva}.$$

Não se admitirá exportação potencial, estimada ou hipotética.”

3.6. VALORAÇÃO DA COMPENSAÇÃO: PLD HORÁRIO

A ANACE apoia a adoção de referência de preço que reflita a natureza temporal do evento. Curtailment ocorre em data e hora específicas, por motivo específico; a valoração deve manter esse vínculo para evitar distorções e tornar o mecanismo auditável.

Por isso, a ANACE sugere utilizar o PLD horário como referência, com exigência de rastreabilidade integral de cada pagamento.

Nada obstante, recomendamos condicionar qualquer pagamento à existência de pacote mínimo de evidências: (i) data e hora do evento, (ii) energia restringida, (iii) motivo/classificação com referência ao registro do ONS, (iv) memória de cálculo com PLD horário do submercado aplicável, (v) trilha de auditoria e versionamento.

3.7. TRANSPARÊNCIA PÚBLICA E CONTROLE SOCIAL

A minuta prevê a comunicação e prazos entre ONS, geradores e CCEE. Do ponto de vista do consumidor, é indispensável que haja também transparência pública compatível com o impacto tarifário potencial.

A ANACE recomenda que o Termo determine a publicação periódica de base consolidada com: lista de eventos, classificação, intervalos horários, energia restringida, preço aplicado, valores calculados, revisões, metodologia e status de pagamento. A transparência reduz litigiosidade, aumenta a confiabilidade dos dados e permite avaliação social de aderência ao corte legal.

3.8. AUDITORIA INDEPENDENTE

Historicamente, nas discussões envolvendo resarcimentos no setor elétrico, os cálculos e enquadramentos têm sido conduzidos pelo agente regulador, sob intensa pressão e articulação dos agentes diretamente interessados no recebimento dos valores. Os consumidores, que suportam a conta, não dispõem de instrumentos efetivos de participação, validação técnica ou contestação administrativa com capacidade real de influenciar os montantes apurados.

Na prática, quando há divergência relevante, resta ao pagador apenas a via da judicialização para questionar critérios, bases e memórias de cálculo, o que aumenta custos, incertezas e assimetria de poder no processo decisório. Dada a complexidade dos temas do setor elétrico e a pouca familiaridade da justiça quanto a regulamentação, essa acaba sendo uma disputa longa e custosa.

A presente sugestão de inserção busca alterar essa realidade ao instituir mecanismos de auditoria independente e transparência com governança, criando instância técnica prévia de verificação e controle social, de modo a fortalecer o papel dos consumidores na definição, validação e fiscalização dos valores que serão efetivamente pagos.

A inclusão de auditoria independente se justifica porque o Termo institui um mecanismo com potencial repercussão tarifária relevante, exigindo salvaguardas adicionais para reduzir assimetria de informação, mitigar zonas cinzentas metodológicas e criar uma instância formal de verificação e validação prévia dos montantes a serem resarcidos.

O rito proposto no Termo concentra a validação na interação entre ONS, CCEE e o próprio gerador (com prazos para envio de informações e impugnação), porém não estabelece uma etapa de revisão independente que condicione a liberação dos pagamentos à comprovação de consistência técnica, aderência ao comando legal e rastreabilidade das memórias de cálculo.

Sob a ótica do consumidor, a auditoria deve funcionar como um “gate” de controle, para a revisão dos valores apurados e calculados pelos órgãos responsáveis e sua expressa e formal validação para permitir seu recolhimento e liquidação, conferindo segurança jurídica, redução de litigiosidade e efetiva modicidade tarifária.

A auditoria independente deverá, de forma mínima, validar a aderência da classificação dos eventos ao corte legal e às definições do Termo; verificar consistência, reproduzibilidade e rastreabilidade das metodologias, parâmetros e premissas adotadas; certificar a integridade e completude das bases de dados e registros operativos; realizar verificações de consistência em eventos e cálculos; e confirmar a coerência entre montantes apurados e valores calculados, inclusive no que se refere à atualização monetária, prazos e eventuais retificações. Constatadas inconsistências relevantes, os valores deverão ser corrigidos pelos responsáveis antes de qualquer pagamento.

A auditoria deverá ser conduzida por entidade técnica independente, selecionada por procedimento transparente e com requisitos de qualificação e assegurada inexistência de conflito de interesses. Recomenda-se, ainda, a criação de um arranjo de acompanhamento com participação de representantes institucionais e de

entidades de consumidores, com foco em governança, transparência e acompanhamento de planos de correção, sem prejuízo das competências legais de cada instituição.

Por fim, para viabilizar o controle social e reduzir disputas, deverá ser publicada a base consolidada padronizada com identificação dos eventos, data/hora, energia restringida, motivação/classificação, memória de cálculo, parâmetros utilizados, valores calculados e histórico de revisões, resguardadas informações sigilosas estritamente necessárias mediante justificativa. Os relatórios da auditoria deverão ser divulgados periodicamente, com achados, recomendações e cronograma de implementação das correções.

3.8. VEDAÇÃO A RECONHECIMENTO AUTOMÁTICO DE DIREITO SUBJETIVO

O Termo não deve criar presunção de dano, reconhecer automaticamente direito a ressarcimento, estabelecer mecanismos autoaplicáveis de indenização. Qualquer compensação deve depender de apuração objetiva, estar limitada a hipóteses excepcionais e observar teto financeiro e temporal.

QUESTIONAMENTOS PROPOSTOS

A seguir, a ANACE apresenta considerações quanto as questões formuladas na Nota Técnica.

1. É adequado considerar atraso de entrada em operação de instalações de transmissão externas às usinas para fins de ressarcimento por indisponibilidade externa?

A ANACE manifesta-se contrariamente à inclusão de atrasos na entrada em operação de instalações de transmissão como hipótese elegível a ressarcimento no âmbito do Termo de Compromisso.

Do ponto de vista do consumidor, essa inclusão altera, de forma relevante, a natureza do mecanismo, pois tende a converter um risco estrutural do setor, associado ao

cronograma de expansão, planejamento, licenciamento, execução e comissionamento de obras, em obrigação compensatória com repercussão tarifária.

Atrasos de obras possuem, em regra, caráter difuso, com efeitos que se estendem no tempo e atingem conjuntos de empreendimentos, o que dificulta a construção de um nexo causal específico, mensurável e incontrovertido para cada evento de corte. Esse tipo de elegibilidade abre espaço para reclassificações e disputas sobre a origem do atraso, suas consequências sistêmicas diretas e mais amplas e seu impacto dinâmico sobre sobreofertas regionais já conhecidas.

Além disso, a inclusão de atraso de obra como “indisponibilidade externa” cria incentivo adverso para o sistema regulatório e para a disciplina econômica do setor. Transfere-se para o consumidor um risco que deveria ser tratado por instrumentos próprios de planejamento, fiscalização, responsabilização e aprimoramento do processo de expansão. Eventual resarcimento passaria a funcionar como mecanismo de cobertura tarifária para um conjunto de riscos de implementação de rede, o que não se coaduna com a prudência tarifária nem com o esperado de um instrumento voltado a reduzir litigiosidade e conferir previsibilidade ao que é claramente indenizável.

O atraso na entrada em operação de instalações de transmissão não configura indisponibilidade externa imprevisível, mas risco sistêmico estrutural conhecido no planejamento setorial. O empreendedor tem ciência, no momento do investimento, de que a viabilidade de escoamento depende da sincronização entre geração e transmissão, risco este que, jamais, deverá ser imputável ao consumidor.

A ANACE propõe que o Termo explice, de maneira inequívoca, que “indisponibilidade externa” abrange tão somente indisponibilidades operativas e transitórias de instalações existentes (por exemplo, falhas forçadas, desligamentos não programados ou eventos de indisponibilidade com registro e caracterização operativa), excluindo atrasos de entrada em operação, postergações de

cronograma, indisponibilidades de ativos ainda não comissionados e qualquer forma de restrição estrutural derivada de expansão não concluída.

2. A formulação matemática do SOSIN reflete a realidade operativa? Como GH e GT devem ser consideradas?

A ANACE considera que a existência de um filtro de sobreoferta é necessário para assegurar aderência ao termo legal e para evitar que cortes por excesso de oferta sejam indevidamente transformados em eventos compensáveis.

A efetividade desse filtro depende de premissas conservadoras e compatíveis com a realidade operativa. Nesse sentido, a ANACE entende que, para fins de caracterização de sobreoferta, a contribuição de geração hidráulica (GH) e térmica (GT) deve ser considerada, na prática, como inflexível no período do evento, pois há múltiplos condicionantes operativos e sistêmicos que fazem com que parte relevante dessa geração seja mantida em operação independente do desejo de acomodar renováveis. Entre tais condicionantes incluem-se restrições físicas e ambientais, limites de rampa e de variação, requisitos de segurança elétrica, estabilidade, controle de tensão e frequência, além de diretrizes de segurança energética que podem impor manutenção de despacho térmico ou preservação de reservatórios.

Ao se tratar GH e GT como variáveis plenamente flexíveis, a fórmula tende a subestimar a sobreoferta e a criar um viés metodológico que favorece a elegibilidade de resarcimento, elevando o risco de custos adicionais ao consumidor. Do ponto de vista da modicidade tarifária, é preferível reconhecer que GH e GT, ao ocuparem espaço na carga no instante do evento, ampliam o excedente de oferta e, portanto, devem entrar no SOSIN como componentes que pressionam o excesso, e não como “válvulas” que poderiam ser reduzidas livremente para abrir espaço a outras fontes.

A fórmula não pode ser puramente contábil. Deve refletir a lógica operativa do despacho centralizado. A sobreoferta do SIN não pode ser aferida apenas por soma aritmética de disponibilidades físicas. A GH e GT devem ser consideradas conforme

sua função no despacho, respeitando prioridades legais e operativas, restrições hidráulicas, requisitos de confiabilidade do sistema. Incluir GH e GT como se fossem perfeitamente substituíveis desconsidera o papel sistêmico dessas fontes e conduz a uma sobre-estimação artificial da sobreoferta.

A ANACE propõe que o Termo adote premissas explícitas e conservadoras, definindo que GH e GT sejam tratadas como geração inflexível para fins do filtro de sobreoferta. Essa abordagem reduz o espaço para disputas interpretativas e preserva a função do SOSIN como instrumento de segregação do que é economicamente excesso de oferta.

3. GH e GT devem considerar geração total verificada ou apenas despacho por mérito e inflexibilidade inevitável?

A ANACE entende que, para fins do filtro de sobreoferta, a métrica mais robusta e menos litigiosa é a que reflete o que efetivamente ocupou o sistema no instante do evento. Por isso, sob a ótica do consumidor, é recomendável considerar a geração total verificada de GH e GT como componente inflexível no cálculo de sobreoferta.

O propósito do SOSIN não é reconstruir, *ex post*, um “despacho ótimo” hipotético, distinguindo o que teria sido por mérito versus o que teria sido por inflexibilidade. Essa distinção, embora conceitualmente atraente, é altamente contestável na prática, sobretudo diante de múltiplos condicionantes operativos, e tende a gerar controvérsia permanente sobre a decomposição de causas.

Ao considerar a geração total verificada, reduz-se o espaço para debates contrafactualis do tipo “o operador poderia ter feito diferente”, que costumam elevar litigiosidade e, por consequência, custo sistêmico.

Do ponto de vista da prudência tarifária, quando a escolha metodológica envolve incerteza e potencial de disputa, a solução deve minimizar o risco de resarcimentos indevidos. Se, no horário do corte, GH e GT estavam efetivamente em operação em determinado patamar, esse patamar representa a ocupação real do sistema e,

portanto, deve ser refletido no diagnóstico de sobreoferta. Essa abordagem torna o filtro mais objetivo, replicável e auditável, com menor margem para reclassificações oportunistas.

4. Como tratar despacho por segurança energética e inflexibilidades contratuais no cálculo da sobreoferta não compensável?

Desde logo consignando que não há previsão legal para a compensação de sobreoferta, é de se registrar que, no entendimento da ANACE, o despacho por segurança energética e as inflexibilidades devem ser incorporados ao diagnóstico de sobreoferta, afastando qualquer possibilidade de compensação.

Desta feita, o tratamento de despachos por segurança energética e inflexibilidades contratuais dever ser prudente e **favorável ao consumidor**, reconhecendo que tais componentes, na prática, ocupam espaço na carga e contribuem para caracterizar excesso de oferta no instante do evento.

Quando o sistema necessita manter despacho por segurança energética, isso significa que há restrições ou objetivos sistêmicos que limitam a capacidade de acomodação de outras fontes, notadamente renováveis não controláveis. Portanto, sob o prisma econômico e sistêmico, esse despacho tende a reforçar o contexto de sobreoferta para as fontes que sofrem corte.

No que se refere a inflexibilidades contratuais, a ANACE entende que elas não podem ser utilizadas como fundamento para ampliar elegibilidade de ressarcimento. Ao contrário, para fins do filtro de sobreoferta, devem ser tratadas como parcelas que reduzem a flexibilidade do sistema, ampliando a probabilidade de excesso de oferta, salvo quando houver comprovação técnica robusta de que, naquela hora específica, a manutenção da geração estava vinculada a requisito elétrico imediato e indispensável de confiabilidade.

5. O uso do PLD horário é adequado para compensação no ACR ou devem ser usadas metodologias alternativas?

A ANACE defende a adoção do PLD horário como referência para valoração de compensações, por ser o sinal econômico mais aderente à natureza do evento de curtailment e por reforçar a rastreabilidade e a transparência exigidas pelo desenho legal.

Curtailment ocorre em horários específicos e por motivos específicos. Portanto, qualquer ressarcimento que se pretenda tecnicamente consistente requer estar vinculado ao intervalo temporal do evento. O PLD horário reflete, com maior granularidade, o valor econômico sistêmico do atendimento naquele momento e evita distorções que surgem quando se usa um preço médio que dilui picos, valores e condições específicas que levaram à restrição.

A alternativa de PLD médio anual ou mensal reduz volatilidade aparente, mas cria um desalinhamento entre o evento e o valor, podendo produzir compensações desconectadas do instante do corte, com risco de sobrecompensação em algumas situações e subcompensação em outras, além de ampliar controvérsias sobre o período de referência e sobre o “preço justo” médio.

Já a adoção de preço regulatório tende a abrir uma nova frente de disputa, deslocando o contencioso do “motivo do corte” para a “definição do preço” e exigindo uma base regulatória adicional que, por si só, poderia aumentar insegurança jurídica.

A ANACE ressalta, contudo, que a escolha do PLD horário exige governança forte: cada ressarcimento deve ser obrigatoriamente vinculado a data, hora, energia restringida, classificação do motivo do corte e memória de cálculo integral. A lei e o Termo devem ser operacionalizados de modo que o consumidor e a sociedade possam verificar, evento a evento, o porquê e o quanto foi pago. Nesse sentido, a

ANACE recomenda que o Termo imponha como condição de pagamento a identificação clara do horário do evento e do motivo, com referência ao registro do operador, além de trilha de auditoria e base pública consolidada.

6. Como definir objetivamente o limite entre uma restrição estrutural prevista no Parecer de Acesso e uma restrição superveniente agravada por atrasos sistêmicos ou novas diretrizes operativas, de modo a evitar a judicialização da interpretação do termo “forma nominal” que consta na minuta de Termo de Compromisso?

Na visão da ANACE, o Parecer de Acesso em conjunto com o Contrato de Uso devem ser adotados com parâmetro para a classificação e caracterização de uma eventual restrição.

Nesse sentido, a ANACE concorda com a necessidade de um teste objetivo, mas entende que esse teste deve ser estruturado com prudência, **de modo a ser mais protetivo ao consumidor e a reduzir incentivos à ampliação interpretativa de elegibilidade.**

O ponto central é que tudo aquilo que era previsível, conhecido ou assumido no momento do acesso, inclusive limitações sistêmicas, topologias, contingências, restrições N-1 e condições operativas descritas nos estudos de conexão, deve ser tratado como componente estrutural e, portanto, não deve gerar compensação por esta via. Do contrário, haveria deslocamento de risco de projeto e de adequação de conexão para a tarifa.

Para o que se pretende qualificar como restrição superveniente resarcível, a ANACE propõe que o Termo imponha ônus probatório elevado, exigindo que o evento seja identificado por ato/registro formal do operador, com data de início, causa objetiva e demonstração de materialidade, excluindo-se expressamente atrasos de obras de transmissão, conforme seu posicionamento. Além disso, a ANACE recomenda que o Termo exija que o impacto incremental seja mensurável por metodologia padronizada e conservadora, comparando-se o cenário “baseline” de acesso com

o cenário efetivo do evento, de modo a isolar o que, de fato, excede o risco estrutural assumido.

Finalmente, para **reduzir litigiosidade e proteger a modicidade tarifária**, a ANACE recomenda que, **na impossibilidade de quantificação objetiva do incremental, prevaleça a não elegibilidade ao ressarcimento**. Essa regra de decisão é essencial para impedir que incertezas sejam automaticamente convertidas em custos tarifários.

7. Como acomodar erros de previsão da MMGD no cálculo da sobreoferta?

Considerando as definições propostas na minuta, a ANACE entende que a forma mais robusta e menos litigiosa de estruturar o indicador de sobreoferta é retirar a variável MMGDest da formulação e substituir “CargaSIN (carga bruta)” por “CargaSIN (carga medida no SIN)”.

A razão é objetiva: a carga bruta, por definição, depende de uma reconstituição da demanda a partir de estimativas, justamente porque exige incorporar o montante de carga “deslocado” pela micro e minigeração distribuída (MMGD) atrás do medidor. Esse procedimento, embora possa ter utilidade para planejamento e programação da operação, introduz no contexto do ressarcimento um elemento que é reconhecidamente sensível e controverso: a estimativa da geração da MMGD e, por consequência, a estimativa da carga que ela deslocou. Como tais estimativas podem ser questionadas por agentes com interesses distintos, sua utilização no filtro de elegibilidade tende a ampliar a zona cinzenta regulatória e a litigiosidade, em detrimento da previsibilidade e da modicidade tarifária.

O filtro de sobreoferta, determinante para definir eventos resarcíveis, deve privilegiar simplicidade, rastreabilidade e verificabilidade. Nesse sentido, é preferível que o Termo se baseie em grandezas observáveis e auditáveis, reduzindo ao mínimo o uso de variáveis estimadas. A carga medida no SIN atende a esse requisito: trata-se de grandeza diretamente apurada e verificável, com menor margem para disputas metodológicas. Ao adotar a carga medida e retirar a MMGD da equação, o

indicador passa a refletir, de forma direta, a relação entre a geração centralizada e a demanda efetivamente atendida pelo sistema centralizado, evitando discussões acessórias sobre hipóteses de reconstituição da carga e tornando o mecanismo mais transparente para todos os agentes.

A ANACE propõe, portanto, que a expressão do indicador de sobreoferta seja revisada para eliminar MMGDest e redefinir CargaSIN como carga medida no SIN (mantendo-se o tratamento de perdas conforme aplicável na própria medição).

Essa alteração reduz significativamente o grau de discricionariedade metodológica, simplifica a auditoria e fortalece a segurança jurídica do Termo.

8. Como considerar as exportações internacionais no cálculo da sobreoferta de energia elétrica?

A ANACE entende que a consideração de exportações internacionais deve ser tratada com prudência, pois se trata de uma variável que pode reduzir o excedente de oferta em determinados momentos, mas cuja inclusão indevida, especialmente na forma de “potencial de exportação”, tende a ampliar a litigiosidade e introduzir discussões especulativas alheias ao objetivo do Termo.

Do ponto de vista técnico, a exportação reduz sobreoferta se e somente se houver, no período do evento, capacidade firme e efetiva de escoamento internacional, com intercâmbio factível nas condições operativas vigentes e, preferencialmente, com fluxo efetivamente realizado. A exportação só deve ser considerada quando representar um acréscimo de demanda “real” e verificável, capaz de absorver energia que, de outro modo, pressionaria o sistema.

Sob essa ótica, a ANACE propõe que as exportações possam ser tratadas como uma forma de “carga adicional” no cálculo do indicador de sobreoferta, mas apenas em bases estritamente objetivas e auditáveis. Para isso, recomenda-se que o Termo preveja que exportações sejam incorporadas ao balanço apenas quando existirem fluxos efetivamente realizados e medidos no intervalo temporal do evento, ou houver

compromissos firmes de intercâmbio com viabilidade operativa comprovada para aquele período, considerando disponibilidade de capacidade, limites de intercâmbio, eventuais restrições elétricas e operativas e demais condicionantes aplicáveis.

Essa abordagem preserva o princípio da rastreabilidade, pois permite associar qualquer ajuste de “carga” a medições e registros formais, reduzindo a margem para controvérsia.

A ANACE recomenda vedação expressa à consideração de “exportação potencial”, isto é, a energia que “poderia ter sido exportada” em tese. Esse conceito é inherentemente contrafactual e depende de premissas comerciais e operativas que não são verificáveis de forma objetiva no âmbito do Termo (por exemplo, existência de demanda no país importador, acordos de curto prazo, condições comerciais, prioridades de intercâmbio, restrições de fronteira, disponibilidade de transmissão internacional, critérios de operação e até decisões estratégicas de agentes). Admitir “potencial” abre espaço para deslocar o debate do terreno técnico-operativo para um terreno especulativo.

Sendo essas as contribuições que a ANACE entende imprescindíveis para a construção de um setor de energia eficiente e adaptado à modernização tecnológica, de modo a permitir significativas e relevantes alterações para o aperfeiçoamento do mercado, tornando-o atual para o atendimento das necessidades dos mais variados consumidores e usuários do sistema e dinâmico para a competitividade da indústria e serviços, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos, ao tempo em que renovamos os sinceros votos de elevada estima e consideração.



Carlos Augusto Faria
Presidente