



## **CONTRIBUIÇÃO ENEL**

### **Consulta Pública Ministério de Minas e Energia 131/2022**

Abertura de mercado - Redução dos limites de carga para migração ao mercado livre



## Sumário

<b>1. Introdução</b> .....	3
<b>2. Sobre a proposta de abertura do mercado para toda alta tensão</b> .....	4
2.1. Aperfeiçoamento da Comercialização Varejista.....	4
2.2. Sobrecontratação das distribuidoras .....	6
2.3. Minuta de Portaria Proposta .....	11
<b>3. Sobre ações necessárias para abertura do mercado para a baixa tensão</b> .....	12
3.1. Regulamentação e implementação do SUI .....	13
3.2. Separação Distribuição e Comercialização.....	13
3.3. Medição e Faturamento .....	13
<b>4. Conclusão</b> .....	15
<b>5. Resumo das Contribuições</b> .....	16



## 1. Introdução

O Ministério de Minas e Energia (“MME”) instaurou a Consulta Pública nº 131/2022 para colher subsídios sobre a proposta de portaria que trata da redução do limite de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre, contemplando, a partir de janeiro de 2024, todos os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV.

O Grupo Enel parabeniza o ministério pela possibilidade de ampla discussão sobre o tema, dada sua importância no âmbito das discussões sobre a modernização do setor elétrico brasileiro.

Embora a minuta da portaria sob consulta se limite a abrir o mercado para a alta tensão a partir de 2024, todas as notas técnicas e estudos anexados à consulta pública discutem também a futura abertura do mercado aos consumidores do grupo B. Desta forma, esta contribuição seguirá a mesma estrutura, discutindo primeiramente o texto específico da portaria em consulta, seguido de comentários sobre pontos relevantes para a abertura às demais faixas de consumidores.

O Grupo Enel apoia a abertura gradual do mercado, entendendo que essa ação representa uma evolução do mercado brasileiro na medida que incentiva o empoderamento do consumidor e permite uma maior flexibilidade e melhor alocação de riscos entre os agentes. Por consequência, o engajamento desse novo consumidor impulsiona a competição do mercado, possibilita uma redução dos custos de energia, aumentando a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas.

Vislumbra-se ainda que a liberalização do mercado livre apresenta como potenciais pontos positivos, o aumento da possibilidade de novos negócios, a viabilidade de novos projetos de geração, o aumento das opções tarifárias para consumidores e o aumento da capacidade do setor elétrico de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica.

Entretanto, para que essa expansão seja benéfica para o setor como um todo, é fundamental que a decisão de migração de um agente para o ACL seja neutra para os demais. A migração para o mercado livre em busca de preços de energia mais baixos, sem o devido tratamento dos custos gerados no mercado regulado para atender esse consumidor, acaba por onerar os demais consumidores cativos, incentivando novas migrações, gerando um ciclo contínuo.

Para que as ações de abertura sejam, de fato, equilibradas, a fim de que se obtenham os benefícios esperados, entendemos que se deve garantir que o processo seja bem estruturado, neutro e sustentável, e alguns pontos de atenção devem ser endereçados:

- i Tratativa definitiva da sobrecontratação das distribuidoras;
- ii Solução para os contratos legados;
- iii Adequada alocação de custos e riscos entre os agentes (com rateio justo dos custos dos contratos legados e da sobrecontratação entre todos os consumidores);
- iv Estabelecimento e regulamentação do SUI;
- v Aprimoramento da regulamentação do Comercializador Varejista;



vi Tratamento do risco de inadimplência do Comercializador Varejista; e

vii Para a abertura do Grupo B, a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia e a aplicação de tarifas binômias ou multipartes.

É importante atentar para a necessidade da abertura total do mercado ser concatenada com as medidas para tratamento de falhas de mercado citadas anteriormente, sob o risco, no caso contrário, da abertura potencializar problemas já existentes e não se alcançar os objetivos esperados de eficiência dos mercados e redução dos preços de energia.

## **2. Sobre a proposta de abertura do mercado para toda alta tensão**

A Enel apoia a data de 1º de janeiro de 2024 proposta pelo Ministério para abertura aos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV. Isso porque, a abertura da alta tensão, especificamente, não envolve grandes esforços por parte do regulador, podendo ser implementada conforme proposto.

Vale ressaltar também que a Portaria 465/2019 já indicava o início do cronograma de abertura em 1º de janeiro de 2024, e essa proposta vai ao encontro do esperado pelo mercado desde a publicação da Portaria, trazendo previsibilidade e segurança aos agentes.

É importante destacar também que grande parte dos consumidores com demanda inferior a 500 kW já são elegíveis ao mercado livre de energia especial via comunhão de fato ou de direito, ou seja, praticamente todos os níveis da alta tensão já estão abarcados com o atual limite da demanda contratada de 500 kW.

Nesse sentido, a proposta do MME é conservadora e pode ser interpretada como uma retirada de reserva de mercado, como o próprio Ministério já apontou.

Adicionalmente, sugerimos que a abertura do mercado contemple todos os consumidores do grupo A, o que inclui os classificados como AS, atendidos em tensão menor que 2,3kV por rede subterrânea. Entendemos que, em termos de quantidade, não representam parcela importante do mercado, mas por possuírem as mesmas condições de medição e estrutura tarifária que todos os outros consumidores da alta tensão, não gerariam esforços adicionais para atendimento e participação do mercado livre.

Ao longo das próximas subseções, destacamos alguns pontos de atenção referentes à proposta de abertura do mercado para consumidores da alta tensão e ao final apresentamos a nossa proposta de modificação do texto da portaria.

### **2.1. Aperfeiçoamento da Comercialização Varejista**

Com relação à Comercialização Varejista, a Enel entende que ainda precisam ser realizados aperfeiçoamentos para que o modelo esteja maduro e desenvolvido para ampla aplicação no mercado.



A Lei 14.120/2020, em seu art. 4-A, trouxe melhorias claras ao estabelecer a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que, em teoria, permitiria que o consumidor inadimplente fosse desligado. Entendemos, entretanto, que persiste a necessidade de regulamentação por parte da ANEEL, com prazos curtos, e um esforço conjunto junto ao legislador e ao judiciário, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos os ambientes.

Sem que a regulamentação seja clara, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo comercializador varejista impacta negativamente a efetividade da adoção dessa representação.

Nos casos de consumidores classificados como prestadores de serviços essenciais (ex. hospitais, iluminação pública, alguns serviços públicos), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, deve receber uma tarifa regulada adequada a esse risco. Portanto, entendemos de suma importância que a criação e regulamentação do SUI seja concluída até a data prevista para abertura do restante da alta tensão, especialmente se for obrigatória a representação por varejista de consumidores abaixo de 500kW. Ainda, em um esforço contínuo para aperfeiçoamento da regulamentação, entendemos que o reestabelecimento do fornecimento de energia que havia sido suspenso devido à inadimplência deve ser condicionado à quitação ou negociação da dívida pelo consumidor. A mesma condição deve ser atendida no caso de eventual transferência desse consumidor ou de qualquer consumidor para o Supridor de Última Instância (SUI), para a distribuidora ou para outro fornecedor de energia.

Dado que a obrigatoriedade da adesão via Comercializador Varejista deve ser acompanhada de regras mais robustas, especialmente no que se refere ao tratamento da inadimplência e à segurança de mercado, a Enel propõe que a obrigatoriedade da representação dos consumidores do grupo A com carga menor que 500kW seja vinculada à regulamentação destes pontos antes de 2024.

Caso não seja possível a resolução definitiva do tratamento da inadimplência e segurança do comercializador varejista até a data proposta para abertura do restante da alta tensão, e para não inviabilizar o processo de abertura do mercado, sugerimos que o consumidor da nova faixa de liberalização tenha a liberdade de atuar tanto na compra direta de energia quanto na contratação via Comercializador Varejista.

Esse argumento vai em linha com o que vem sendo defendido pela Aneel, que entende que não deve haver barreira de entrada para os consumidores aderirem à CCEE, atuando diretamente na compra de energia. Segundo ela, a complexidade e os custos de atuação no mercado já são incentivos à comercialização varejista que pode agregar valor e simplificar a atuação no ACL dos consumidores.

Caso o Ministério decida manter a obrigatoriedade da representação dos consumidores abarcados pela portaria sob consulta, sugerimos um ajuste na redação do § 2º do art. 1 para



especificar que apenas aos consumidores pertencentes à nova faixa habilitada aplica-se a obrigação da representação via varejista.

### **Proposta de redação:**

**Art.1 (...) § 2º Os consumidores com carga individual inferior a 500 kW de que trata o § 1º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.**

A redação da minuta da Portaria proposta na consulta pública, sem essa especificação, poderia levar à interpretação de que todos os consumidores da alta tensão que migrarem a partir de janeiro de 2024 teriam que ser representados por agente varejista, o que incluiria grandes consumidores aptos atualmente e que ainda não migraram ou até novos consumidores com cargas elevadíssimas.

Sobre isso, cabe apontar que o acesso direto ao mercado livre é facultado aos consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW desde 1998, e entendemos que a aplicação da obrigatoriedade sobre consumidores hoje aptos ao mercado livre poderia impactar direitos adquiridos e processos de migração que já estão em curso.

Nesta hipótese, pode ser criada uma situação em que consumidores de um mesmo segmento e de mesmo porte de consumo ficariam sujeitos a regras distintas em função apenas da data de sua migração para o mercado, o que prejudicaria a livre concorrência entre eles. Inclusive, essas foram as conclusões do próprio Ministério na Nota Técnica 54/2019 na finalização da Consulta Pública MME 76/2019.

## **2.2. Sobrecontratação das distribuidoras**

Na carta (CT- CCEE02898/2022), a CCEE estima a sobrecontratação das distribuidoras no Brasil diante o cenário esperado de migração para a abertura de mercado. O Grupo Enel Brasil, respeitosamente, vem aprofundar a discussão acerca da sobrecontratação sob ponto de vista da distribuidora e do consumidor cativo, apontando algumas simplificações dessa modelagem que merecem aprofundamento.

Importante frisar a pertinência de minimizar a sobrecontratação das distribuidoras. Pelas regras vigentes, a existência de sobras em decorrência da migração de clientes livres implica em aumento da tarifa daqueles que optaram por continuar cativos. Ou seja, prejudica a modicidade tarifária.

O primeiro ponto que merece destaque é que o estudo da CCEE considera apenas o movimento de migração no sentido ACR para ACL ao longo do tempo. Nenhuma consideração é feita para o movimento contrário, ou seja, migração no sentido do ACL para o ACR. Na verdade, espera-se que, principalmente na fase de experimentação, muitos consumidores que optarem por migrar possam retornar para o mercado cativo. Desta forma, as projeções de carga que já tem um caráter estocástico receberão influência de ainda maior aleatoriedade. Importante frisar que se



trata de um movimento que ocorre além da capacidade de gerenciamento da distribuidora, o que agrava a incerteza de modelagens de projeção e a gestão de portfólio no curtíssimo prazo.

Soma-se a isso o fato de que, diante de uma base cada vez menor de consumidores abarcados no portfólio das distribuidoras, pequenos incrementos ou reduções de carga podem gerar grandes impactos em termos percentuais. Ou seja, a volatilidade das projeções tende a aumentar e seu impacto tende a ser cada vez maior. Assim, como mostra a tabela abaixo, à medida que a base de consumidores cativos se torna residual, torna-se fundamental haver mecanismos de contratação e descontração de energia eficientes e flexíveis, para que a distribuidora tenha agilidade e efetividade em ajustar seu portfólio de contratos.

Projeção da distribuidora para o mês m (GWm)	Carga que migrou para o ACL no mês m (GWm)	Carga que voltou para o ACR no mês m (GWm)	Variação da projeção (%)
500	5	1	$4/500 = 0,8\%$
50	5	1	$4/50 = 8\%$

Sobre esse ponto em específico, na carta, a CCEE destaca que não considerou a influência de mecanismos de contratação e descontração de energia na modelagem da sobrecontratação, embora, em concordância com a visão da Enel, a Câmara considere fundamental o aprimoramento dos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras:

“Essas análises ilustram a importância do aprimoramento dos mecanismos de gestão pelas distribuidoras dos seus portfólios de energia, dentre eles, o Mecanismos de Venda de Excedentes (MVE), os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), as regulações de descontrações, além da possibilidade da gestão mais ativa, por meio de acordos bilaterais. O uso de tais mecanismos não foi considerado no presente estudo;”

De fato, hoje os mecanismos de gestão de portfólio à disposição das distribuidoras não são plenamente eficazes. Assim, existe um problema ferramental que se tornará mais grave à medida que as variações do mercado ativo se tornam mais voláteis.

Sendo assim, o Grupo Enel Brasil, nesta contribuição, apresenta algumas distorções no MCSD, MVE e na inflexibilidade de cotas que dificultam a gestão de portfólio das distribuidoras. Em seguida, o Grupo propõe algumas soluções (Leilões de Energia Existente, Leilões de Energia Reserva e Leilões de descontração de energia) com o objetivo subliminar de equilibrar o rateio dos custos de geração do SIN e aumentar a modicidade tarifária.

O MCSD, apesar de ser um mecanismo útil para escoar as sobras involuntárias das distribuidoras, por definição, abrange um número pequeno de agentes. Isso, por sua vez, limita a efetividade do Mecanismo em adequar o portfólio das distribuidoras, pois muitas vezes as



sobras involuntárias são um problema sistêmico<sup>1</sup>. Além disso, mesmo em cenário de sobras e déficits não é garantido que ele será eficaz em equilibrar esses saldos. Isso, pois as distribuidoras podem atingir sobrecontratação de até 105% com garantia de repasse. Desta forma, caso uma distribuidora esteja com nível de contratação em 102,5%, por estar dentro do limite de repasse, ela não tem estímulo para reduzir as sobras contratuais de outras que estejam com 107,5% (fora do limite de repasse) e nem cobrir a exposição de distribuidoras com nível de contratação de 97,5%. Ou seja, o MCSD não garante uniformização contratual de todas as distribuidoras em qualquer circunstância.

O MVE, por sua vez, admite vários tipos de participantes, inclusive agentes do Mercado Livre. Esse escopo amplo incorpora ao Mecanismo agentes de múltiplos perfis e interesses. Conseqüentemente, mesmo em casos de sobras sistêmicas entre as distribuidoras, o MVE representa um ambiente de negociação mais propício para a gestão de portfólio das distribuidoras. No entanto, a venda de sobras no MVE é atrativa para a distribuidora apenas quando o preço de venda da energia (preço de mercado) está elevado, ou seja, quando o preço de mercado está muito baixo, nem sempre é interessante transacionar energia no MVE, conseqüentemente, algumas distribuidoras persistirão com sobras. Ou seja, o MVE também não garante uniformização contratual de todas as distribuidoras em qualquer circunstância.

Um terceiro problema relativo à gestão de portfólio é a inflexibilidade decorrente do regramento em vigor. As Cotas de Garantia Física (CCGF)<sup>2</sup>, Angra I, Angra II e Itaipu<sup>3</sup>, são rateadas entre as distribuidoras proporcionalmente ao tamanho de seus mercados cativos. Possíveis variações anuais no montante de cotas alocados às distribuidoras são consideradas sobras involuntárias, ou seja, são repassadas aos consumidores. Assim, uma vez que a contratação de cotas é compulsória, o repasse ao consumidor também o é.

Soma-se à inflexibilidade das cotas reguladas a inflexibilidade dos CCEARs de energia nova. Esses contratos, que forneceram confiabilidade e lastro incremental ao SIN, possuem duração de 20 a 30 anos, sem qualquer tipo de flexibilidade de redução de montantes contratados.

Feitas as considerações sobre os vícios inerentes à gestão contratual das distribuidoras, é pertinente discutir o fator agravante do problema: os altos custos dos contratos do ACR. De uma forma geral, os contratos que estão sob gestão das distribuidoras são contratos de expansão do sistema (Energia Nova de disponibilidade e quantidade), que têm como característica serem contratos de longo prazo, atualizados pelo IPCA, o que acaba por distanciá-los dos preços de mercado com o passar dos anos. Além disso, cotas de Itaipu são indexadas ao dólar e os contratos de Angra I e II possuem altos custos.

---

<sup>1</sup> Ou seja, em momentos que todos os participantes do Mecanismo (distribuidoras) possuem excedentes de energia não há agente com o desejo de adquirir sobras. Portanto, nessas circunstâncias, o Mecanismo não é efetivo em realocar sobras, pois não há déficits.

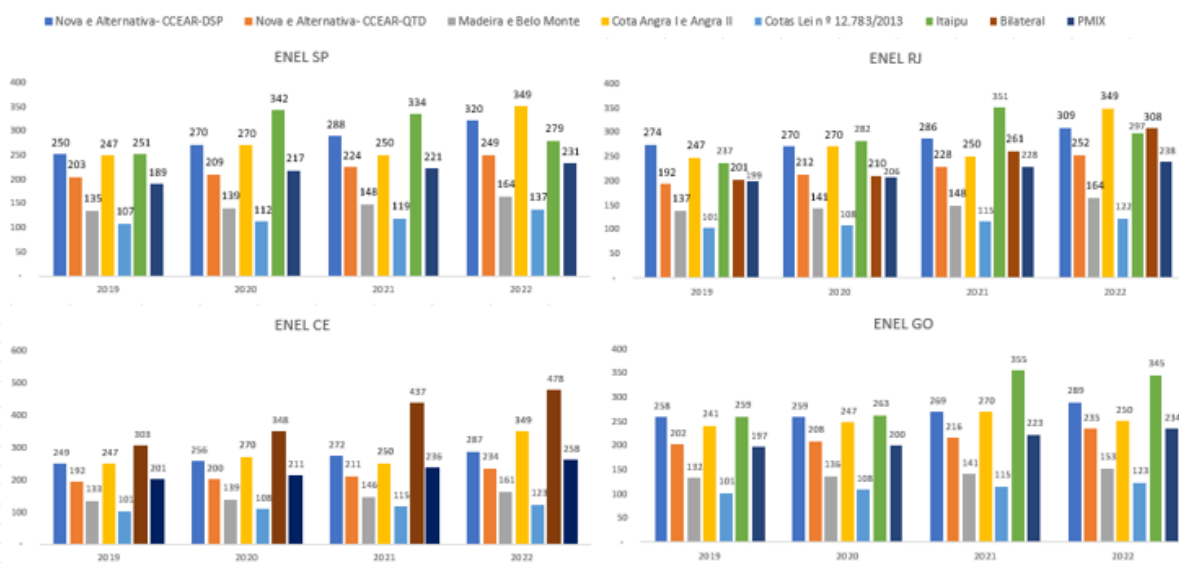
<sup>2</sup> Regulamentadas pelo PRORET 11.2.

<sup>3</sup> Regulamentadas pelo PRORET 12.6.





O gráfico abaixo mostra a pressão que os contratos<sup>4</sup> de Energia Nova (disponibilidade e quantidade), Angra I e II e Itaipu exercem sobre Pmix das distribuidoras. Além disso, observa-se o aumento do Pmix, entre 2019 e 2022, à medida que se acumulam contratos caros, o que, conseqüentemente, prejudica a modicidade tarifária.



Fonte: Sparta ENEL RJ, ENEL SP, ENEL CE e ENEL GO (2019, 2020 e 2021) e ANEEL 2022

Diante dessa conjuntura de inflexibilidade de contratos de longo prazo e de contratos com preços onerosos, em face da eminente abertura do mercado livre, o Grupo Enel apresenta três soluções que são capazes de reduzir a sobrecontratação das distribuidoras decorrente da migração de livres e colaborar para a modicidade tarifária.

Atualmente, avançam as discussões sobre o desfecho do Anexo C de Itaipu, que trata da comercialização de energia hidrelétrica da usina com o Brasil. Um desejável desfecho, em termos de gestão de portfólio, seria a flexibilização das cotas. Ou seja, a distribuidora ter a prerrogativa de adquirir a energia de Itaipu através de Leilões de Energia Existentes (A-1 e A-2). Seria favorável, inclusive, que esses leilões sejam realizados, no mínimo, com seis meses de antecedência (ou seja, antes do período úmido) para que o preço do leilão tenha menor influência conjuntural do preço do mercado de curto prazo – e, portanto, menos volatilidade. Nessas circunstâncias, seriam firmados contratos com preços módicos, sem onerar o consumidor.

Com relação à usina nuclear Angra I, sabe-se que a Autorização para Operação Permanente<sup>5</sup> (AOP) da usina expirará em 2024. No entanto, a companhia pediu prorrogação do prazo de funcionamento por mais vinte anos, o que a permitiria operar até 2044. Caso haja prorrogação

<sup>4</sup> No caso da Enel Ceará e Enel RJ são contratos bilaterais também exercem pressão sobre o Pmix, mas são contratos antigos com previsão de extinção nos próximos anos.

<sup>5</sup> Resolução nº 258, de 19 de dezembro de 2019



da operação, seria oportuno a revisão do artigo 11º da Lei nº 12.111/2009, que define que receitas de Angra I e Angra II devam ser rateadas entre todas as distribuidoras de energia elétrica. Nessa revisão, a energia de Angra I poderia passar a ser contratada como energia de reserva. Dessa maneira, a energia passará a ser rateada entre os consumidores regulados e livres o que, conseqüentemente, implicaria em modicidade tarifária para os consumidores cativos e maior equilíbrio entre os mercados livre e regulados.

Uma outra alternativa seria destinar a energia vinculada a Angra I para contratação via Leilões de Energia Existente (A-1 e A-2), visto que certamente seus custos de construção já estarão em todo ou em sua maioria amortizado. Ou seja, a mesma solução proposta para Itaipu. Essa alternativa gera o benefício de evitar encargos adicionais de EER no setor.

Por fim, a lei 14.120/2021 trouxe uma terceira possibilidade de mecanismo de gestão contratual para as distribuidoras de energia: os Leilões de Descontratação. Como é sabido, as usinas térmicas têm grande contribuição para a segurança do SIN, no entanto, esses contratos possuem altos custos (energia nova por disponibilidade) e estão vinculados somente ao ambiente de contratação regulada. Em decorrência disso, esse esquema contratual acaba por afastar a modicidade tarifária.

Nesse sentido, Leilões de desconstratação, no formato da Lei 14.120/2021, poderiam reorganizar a alocação de contratos de energia nova por disponibilidade entre ACL e ACR. Ou seja, poder-se-ia promover Leilões de Energia Reserva associados à desconstratação da energia no ACR. Uma alternativa seria, o MME atuar de forma mais direta, alocando gradualmente (e conforme crescimento do mercado livre) a energia dos contratos das térmicas para energia de reserva. Neste caso, a forma de alocação seria a retirada de contratos do ACR priorizando os contratos mais caros. Desta forma, o ACL e o ACR rateariam a segurança do sistema. Conseqüentemente, isso também implicaria em modicidade tarifária para o consumidor cativo.

Assim, o Grupo Enel Brasil pleiteia que sejam promovidos Leilões de Energia Existente (A-1 e A-2) para transacionar a energia de Itaipu e Angra I, Leilões de Energia Reserva para transacionar em todo ou em parte a energia de Angra I que não seja possível alocar para LEEs e Leilões de Energia Reserva concatenados com a desconstratação do ACR, de forma a realocar para o ACL os contratos de Energia Nova por disponibilidade ou de forma mais direta realocando os contratos de térmicas mais caros do ACR para reserva gradualmente conforme abertura do mercado livre.

Esses pleitos têm potencial de ir além do equacionamento das sobras das distribuidoras do país decorrentes da migração de livres. Eles são o primeiro passo para a melhoria dos mecanismos de gestão de portfólio como um todo. Isso, pois com a redução do custo dos contratos do portfólio, na existência de sobras, torna-se mais eficiente transacionar no MVE. Ou seja, a diminuição do preço dos contratos corrige a ineficiência do MVE. Trata-se de uma correção muito proveitosa uma vez que, a partir de 2022, os MVEs passaram a apresentar periodicidade mensal e futuramente serão negociados MVEs de produtos plurianuais, de dois a cinco anos de duração (pendentes de aprovação no PRORET).



Além disso, é primoroso que, adicionalmente, sejam realizados mecanismos de contratação mensais, uma vez que, como dito, os MCSDs não são plenamente eficazes quando há sobrecontratação sistêmica e quando há algumas distribuidoras expostas estando as demais dentro da faixa de repasse. Uma possibilidade seria regulamentar Leilões de Ajustes de forma que eles apresentem frequência mensal.

A ideia seria munir as distribuidoras de energia com um conjunto ferramental eficiente de contratação e descontração mensais os quais permitirão às distribuidoras realizar ajustes finos em suas posições, acompanhando de forma acurada a demanda em um ambiente altamente volátil.

Uma última estratégia seria flexibilizar a obrigação de contratação da distribuidora de 100% da sua carga. Atualmente, as distribuidoras devem possuir contratos que cubram no mínimo 100% de sua carga e no máximo 105%. Isso implica em, na média, uma sobrecontratação entre 102% e 103%. Caso a distribuidora possa, por exemplo, se limitar a 95% da sua carga, automaticamente aumenta a faixa de eficiência do MCSD, que passará de 100% a 105% para 95% a 105%. Adicionalmente, ao diminuir o limite de contratação para este nível, as distribuidoras passarão a atuar dentro de uma faixa alvo de 99% a 101%. Ou seja, diminuir o limite mínimo de contratação mitiga o risco de sobrecontratação.

Se, por fim, as medidas acima sugeridas não forem suficientes para eliminar a sobrecontratação das distribuidoras, sugerimos considerar o rateio das sobras residuais entre os agentes do setor, conforme indicado no PL 414/2021.

### 2.3. Minuta de Portaria Proposta

Após os argumentos descritos nas seções anteriores, apresentamos a proposta de alteração da minuta de portaria a seguir, denotando os trechos taxados e marcados em vermelho (**exemplo**) como aqueles a serem excluídos, e os trechos coloridos em verde (**exemplo**) aqueles a serem incluídos.

TEXTO/MME	TEXTO/ENEL	JUSTIFICATIVA/ENEL
<p><u>MINUTA DE PORTARIA</u> <u>NORMATIVA Nº /GM/MME, DE DE</u> <u>DE 2022</u></p> <p>(...)</p> <p>Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.</p>	<p><u>MINUTA DE PORTARIA</u> <u>NORMATIVA Nº /GM/MME, DE DE</u> <u>DE 2022</u></p> <p>(...)</p> <p>Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.</p>	<p>Sugerimos a mudança no texto, pois entendemos que todos os consumidores do grupo A, inclusive os classificados como AS (atendidos em tensão menor que 2,3kV por rede subterrânea), possuem as mesmas condições de medição e estrutura tarifária, e não gerariam esforços adicionais para atendimento e participação do mercado livre.</p>



<p>§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional</p>	<p>§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, <del>os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV</del> todos os consumidores do Grupo "A", conforme regulamentação da Aneel, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional</p>	
<p>§ 2º Os consumidores de que trata o § 1º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.</p>	<p>§ 2º Os consumidores com carga individual inferior a 500 kW de que trata o § 1º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.</p>	<p>Sugerimos a inclusão do texto para especificar que apenas aos consumidores pertencentes à nova faixa habilitada aplica-se a obrigação da representação via varejista, garantindo assim o direito adquirido de autorrepresentação dos consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500kW que porventura decidam migrar após a data de 1º janeiro de 2024.</p>

### 3. Sobre ações necessárias para abertura do mercado para a baixa tensão

A liberalização do mercado para os consumidores do grupo B, como já mencionado no início desta contribuição, requer um aprofundamento das discussões acerca das medidas regulatórias necessárias para que a transição ocorra de forma sustentável, evitando onerar qualquer dos ambientes ou agentes do setor em benefício do desenvolvimento do mercado livre.

Especificamente sobre o grupo B, por se tratar de consumidores menores, com pouca ou nenhuma experiência na gestão de compra de energia, ressalta-se que a abertura, por si só, deve ser precedida de uma vasta campanha de comunicação e conscientização que viabilize, por meio de uma linguagem adequada e direcionada aos diferentes públicos-alvo, um maior esclarecimento quanto aos benefícios e ações associadas ao empoderamento oferecido aos consumidores como um todo.

Para que as ações de abertura sejam, de fato, equilibradas, a fim de que se obtenham os benefícios esperados, entendemos que se deve garantir que o processo seja bem estruturado, neutro e sustentável, e alguns pontos de atenção devem ser endereçados:

- i) Tratativa definitiva da sobrecontratação e solução para os contratos legados (bem discutidos na seção 2.2);
- ii) regulamentação e implementação do Supridor de Última Instância (SUI) e do comercializador regulado;
- iii) Aprimoramento da regulamentação do Comercializador Varejista (discutidos na seção 2.1);
- iv) Separação das atividades de distribuição e comercialização de energia



- v Viabilidade de implementação de estruturas tarifárias modernas e condizentes com a nova realidade de mercado

### **3.1. Regulamentação e implementação do SUI**

Em linha ao exposto pela CCEE na carta 5492/2021, a figura do comercializador varejista será responsável por todas as operações e obrigações referentes a milhões de consumidores perante o mercado atacadista. Diante da complexidade de atuação neste mercado, se faz necessária a criação de mecanismos de assistência ao consumidor que, por qualquer motivo, perca o seu comercializador varejista (por perda da sua habilitação ou saída do mercado).

Ainda em linha com a CCEE, entendemos que a atividade de SUI deve ser assumida prioritariamente pelas distribuidoras, com contabilização segregada das outras atividades e deve ter tarifa diferenciada que contemple um adicional suficiente para cobrir os riscos associados a essa atividade (inadimplência, compra de energia para suprimento de emergência, gastos adicionais para atendimento de última instância).

Esta figura também representa um mecanismo de segurança para as distribuidoras ou comercializadoras reguladas, que não teriam como gerenciar seu portfólio de forma eficiente se tivessem que receber volumes inesperados de consumidores de volta ao mercado regulado.

### **3.2. Separação Distribuição e Comercialização**

A separação das atividades de distribuição (fio) e de comercialização de energia (energia), hoje exercidas de forma conjunta pelas distribuidoras, se faz necessária para o desenvolvimento de mercados eficientes de energia. Atualmente, observa-se que os resultados financeiros associados a atividades de fio vêm sendo usado como capital de giro para enfrentar desafios relacionados à atividade de comercialização.

Para garantir a transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização de energia é necessária a desverticalização completa das atividades “fio” e “energia”, mesmo que apenas de forma contábil.

A separação das atividades de fio e energia, além de promover maior clareza dos custos e riscos associados a cada atividade, possibilita que as distribuidoras foquem seus esforços no atendimento do seu *core business* e se posicionem melhor para enfrentar novos desafios de mercado e aproveitar novas oportunidades tecnológicas, enquanto as comercializadoras reguladas podem focar seus esforços no gerenciamento de seu portfólio de contratação e atendimento de seus clientes.

### **3.3. Medição e Faturamento**

Embora a substituição dos medidores eletromecânicos convencionais por medidores inteligentes não seja uma condição necessária à abertura do mercado livre da baixa tensão, entendemos que a modernização do parque de medição traria inúmeros benefícios ao setor elétrico,



potencializando ganhos de produtividade para todos os agentes e principalmente aumentando o empoderamento do consumidor.

O objetivo a ser alcançado com a abertura de mercado é garantir ao consumidor o poder de escolha do seu supridor de energia, e conseqüentemente promover maior eficiência e redução de custos de energia através do incentivo à competição.

Essa redução de custos no nível da baixa tensão, porém, estaria limitada à competição de preço do quilowatt-hora, pois os medidores convencionais proveem limitada qualidade de informação. O acesso à informação detalhada de consumo de energia por parte do próprio consumidor e das comercializadoras (reguladas ou varejistas), aliada à possibilidade de responder a sinais de preço, permitiriam ao consumidor maior gestão do seu consumo, podendo participar ativamente do processo de redução dos custos de energia. A maior disponibilidade de dados e funcionalidades de um medidor inteligente permitiria também a expansão de uma ampla gama de novos produtos e serviços ao consumidor, o que dinamizaria os mercados e potencializaria a eficiência esperada com a abertura.

Abaixo relacionamos alguns potenciais benefícios da instalação massiva de medidores inteligentes, de acordo com a CEER<sup>6</sup> (adaptado).

Sob o ponto de vista dos consumidores, os potenciais benefícios são:

- Redução do consumo decorrente de uma melhor gestão, em posse de melhores informações sobre seu próprio comportamento relacionado ao uso de energia.
- Faturamento mais preciso, refletindo consumo real;
- Possibilidade de participar em esquemas de corte de carga;
- Possibilidade de redução de demanda máxima, com adequado sinal econômico através da aplicação de tarifas horárias;
- Redução do custo operacional e do tempo de execução de intervenções no medidor;
- Novos serviços, cuja disponibilidade é maior em mercados com maior penetração de MI;
- Para consumidores livres, possibilidade troca simples e rápida de fornecedor.

Para os agentes de comercialização, os potenciais benefícios são:

- Melhores informações dos clientes;
- Melhor qualidade e frequência dos dados para faturamento;
- Maior qualidade no perfilamento de carga e de sua previsão.

Para as distribuidoras e o sistema elétrico, os potenciais benefícios são:

- Redução de custos operacionais, com impactos em redução tarifária no longo prazo, a depender do nível do avanço da instalação massiva e do conseqüente ganho de produtividade;

---

<sup>6</sup> CEER. Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, 2011, e CEER. Implementing Technology that Benefits Consumers in the Clean Energy for All Europeans Package, 2019.



- Aprimoramento na detecção de fraudes;
- Possibilidade de redução da demanda máxima;
- Possibilidade de agregação e perfilamento da carga;
- Maior segurança na operação da rede via acionamento remoto;
- Contribui com a continuidade do suprimento, através de maiores informações sobre falhas no fornecimento;
- Localização de falhas na rede mais rapidamente;
- Aprimoramento no cálculo de perdas elétricas;

Importante destacar que muitos dos ganhos de produtividade apontados acima só são possíveis com a instalação massiva de medidores inteligentes em uma dada região. A alteração da medição de forma massiva implica a adoção de soluções tecnológicas de medição que ainda não são predominantes na infraestrutura atual, especialmente nas unidades consumidoras de baixa tensão. A depender do requisito técnico utilizado pelas distribuidoras ou por determinação regulatória, há risco de trocas esparsas, custosas e sem escala, que podem onerar os consumidores, ao revés.

A substituição de medidores deve ser precedida de avaliação que comprove a viabilidade econômica para a sociedade como um todo, uma vez que os custos dessa adaptação podem se mostrar elevados, o que se contrapõe ao ganho de eficiência esperado.

Neste sentido, em benefício da eficiência do setor no médio e longo prazo, solicitamos ao ministério avaliação da definição de diretrizes para modernização do parque de medição da baixa tensão em paralelo à abertura do mercado.

#### **4. Conclusão**

O Grupo Enel apoia a abertura do mercado livre para todos os consumidores do grupo A, observando os pontos levantados na seção 2. Entendemos que os ajustes apontados nesta seção devem ocorrer previamente à efetiva abertura ou devem ser endereçados no texto da portaria em análise.

Defendemos que a abertura do mercado para os demais consumidores (grupo B) se dê preferencialmente por vias legais, pois o Projeto de Lei nº 414/2021 propõe, dentro do contexto maior de modernização do setor, uma sequência de ações encadeadas em uma lógica temporal que visa a garantia da sustentabilidade dos agentes impactados, principalmente do mercado regulado.

É importante que a competição almejada pela abertura do mercado de energia elétrica seja impulsionada pela busca da eficiência, e não pela busca de benefícios individuais e socialização dos custos.

Neste sentido, concluímos nossa contribuição a esta consulta pública, elencando de forma resumida as propostas para uma transição sustentável e equilibrada de modelos de mercado para o contexto brasileiro.



## 5. Resumo das Contribuições

- A Enel apoia a data de 1º de janeiro de 2024 proposta pelo Ministério para abertura aos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV.
- Sugerimos que a abertura do mercado contemple todos os consumidores do grupo A, o que inclui os classificados como AS
- A regulamentação por parte da ANEEL, dos itens da Lei 14.120/2020, que tratam da inadimplência dos consumidores representados sob o comercializador varejista, é urgente e necessária, especialmente se for considerada obrigatória a representação pelo varejista dos consumidores do grupo A com demanda menor do que 500kW.
- Nos casos em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais, em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, receberá uma tarifa regulada compatível com o risco do negócio.
- O reestabelecimento do fornecimento de energia suspenso devido à inadimplência deverá ser condicionado à quitação ou negociação da dívida pelo consumidor.
- É de suma importância que a criação e regulamentação do SUI e tratamento definitivo para os temas de inadimplência e segurança de mercado seja concluída até a data prevista para abertura do restante da alta tensão, especialmente se for obrigatória a representação por varejista de consumidores abaixo de 500kW.
- Caso não seja possível a resolução definitiva do tratamento da inadimplência e segurança do comercializador varejista até a data proposta para abertura para o restante da alta tensão, sugerimos que o consumidor da nova faixa habilitada ao mercado livre tenha a liberdade de atuar tanto na compra direta de energia quanto na contratação via Comercializador Varejista.
- Sobre o tratamento da sobrecontratação e contratos legados das distribuidoras, o aprimoramento dos seus mecanismos de contratação e descontração, e visando a modicidade tarifária, o Grupo Enel pleiteia que sejam promovidos:
  - Leilões de Energia Existente (A-1 e A-2) para transacionar a energia de Itaipu e Angra I.
  - Leilões de Energia de Reserva para transacionar em todo ou em parte a energia de Angra I que não seja possível alocar em Leilões de Energia Existente.
  - Leilões de Energia de Reserva concatenados com leilões de descontração do ACR, de forma a realocar para o ACL os contratos de Energia Nova por disponibilidade ou, de forma mais direta, realocando os contratos de térmicas mais caros do ACR para reserva gradualmente, conforme abertura do mercado livre.





- Com a redução do custo dos contratos do portfólio, na existência de sobras, torna-se mais eficiente transacionar no MVE. Ou seja, a diminuição do preço dos contratos corrige a ineficiência do MVE.
- Adicionalmente, é primoroso que sejam realizados mecanismos de contratação mensais, uma vez que os MCSDs não são plenamente eficazes quando há sobrecontratação sistêmica e quando há algumas distribuidoras expostas e o restante dentro da faixa de repasse. Uma possibilidade seria regulamentar Leilões de Ajustes de forma que eles apresentem frequência mensal.
- Uma última estratégia para mitigar o risco de sobrecontratação seria flexibilizar a obrigação de contratação da distribuidora de 100% da sua carga.
- Se, por fim, as medidas acima sugeridas não forem suficientes para eliminar a sobrecontratação das distribuidoras, sugerimos considerar o rateio das sobras residuais entre os agentes do setor, conforme indicado no PL 414/2021.
- Para abertura do mercado para consumidores do grupo B, é necessário atentar para a coordenação das medidas regulatórias que tratem a sobrecontratação e deem solução para os contratos legados; que implementem e regulamentem a figura do SUI; que direcionem a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia; e viabilizem estruturas tarifárias modernas que empoderem o consumidor nesta nova realidade de mercado.
- Em benefício da eficiência do setor no médio e longo prazo, solicitamos ao ministério avaliação da definição de diretrizes para modernização do parque de medição da baixa tensão em paralelo à abertura do mercado.
- Defendemos que a abertura do mercado para os consumidores da baixa tensão se dê preferencialmente por vias legais por requerer atenção à coordenação de medidas legais e regulatórias em sequência que garantam a sustentabilidade dos agentes impactados.