

Tomada de Subsídios nº 10/2021

Elaboração de estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024

Contribuições do Grupo ENERGISA

Rio de Janeiro, 17 de agosto de 2021

Energisa S.A. - MATRIZ
Praça Rui Barbosa, 80/parte | Centro Cataguases | MG | CEP 36770-901
(32) 3429 6000 | CNPJ 00.864.214/0001-06 | Insc. Mun.: 12560-1

FILIAL - Praia de Botafogo, 228 – 13º andar | Botafogo Rio de Janeiro | RJ | CEP 22250-906
(21) 2122 6900 | CNPJ: 00.864.214/0002-97 | www.grupoenergisa.com.br

Sumário

1. Introdução	4
2. Contexto atual	4
3. Perguntas NT 50/2021	5
1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?	5
2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?	7
3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?	8
4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?	13
4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que: (i) optarem por não migrar para o mercado livre; (ii) optarem por voltar para o ACR; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?	16
4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?	17
4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?	18
4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?	19
4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?	19
5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?	20
6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?	20

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?.....	21
7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?.....	22
8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?.....	22
9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?.....	23
10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?	25
4. Conclusão	26

1. Introdução

A ANEEL publicou, no âmbito da Tomada de Subsídios nº 10 de 2021, a Nota Técnica nº 50/ 2021 da SRM (NT 50/2021), destinada a elaboração de estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

2. Contexto atual

Atualmente distorções do modelo setorial fazem com que o mercado regulado seja responsável por custear a expansão e confiabilidade do sistema, além de subsídios tarifários.

Muito se discute sobre a abertura de mercado, principalmente em função do benefício de redução tarifária e da possibilidade de livre escolha do consumidor. Todavia o que se observa no modelo atual é que a ampliação do mercado livre traz impactos elevados na tarifa dos consumidores ainda regulados.

Neste sentido, para que a livre escolha dos consumidores efetivamente traga maior competitividade para o custo de energia de todos os consumidores, é necessário o tratamento das distorções supracitadas de forma prévia à abertura de mercado. A não realização deste tratamento criará uma realidade insustentável para o pagamentos das tarifas por parte dos consumidores cativos.

Até que seja estabelecida solução permanente acerca da separação de lastro e energia, o Leilão de Reserva de Capacidade é uma importante medida transitória para garantir que o custeio da segurança do sistema seja rateado por todos os agentes. Todavia, apenas isso não é suficiente para mitigação da distorção: as distribuidoras permanecem adquirindo energia em leilões regulados cujo preço contempla lastro e energia, portanto em média maiores que os preços do ACL. Isso sem mencionar a sobra de lastro já contratada pelo cativo, que deveria ser valorada e contabilizada.

Isto posto, destaca-se a importância de, não apenas tratar conceitualmente dos benefícios esperados, mas sim validar os pressupostos regulatórios via AIR do MME, justamente para demonstrar para a sociedade benefícios esperados da abertura de mercado, demonstrando a garantia da sustentabilidade do segmento de distribuição.

3. Perguntas NT 50/2021

Conforme destacado no item 26 da NT 50/2021, abaixo buscamos responder os quesitos objetivos relativos à abertura de mercado.

1) *Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?*

Inicialmente é fundamental compreender os motivadores do processo de abertura de mercado. Nos diversos documentos elaborados pelos grupos de trabalho no âmbito da Modernização do Setor Elétrico (MME, ANEEL, CCEE, EPE, ONS)¹, consta, em resumo, que o objetivo é levar energia elétrica competitiva aos consumidores, ampliando o poder de escolha individual, por meio da eficiência na alocação de custos e riscos. Como consequência desse processo, haveria um aumento da produtividade do setor, com custos reduzidos para os agentes, trazendo maior competitividade ao mercado e menores preços. Abaixo um excerto de um dos relatórios.

...“levar energia elétrica para os consumidores de forma competitiva, zelando pela sustentabilidade da expansão, com a promoção da abertura de mercado e com eficiência na alocação de custos e riscos”. (Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico - Out/2019)

Ocorre que pelas análises realizadas a hipótese de levar energia competitiva aos consumidores não se sustenta. Com a abertura do mercado as tarifas do mercado regulado tendem a se elevar, dado que o estoque de contratos legados tem um maior custo do que o custo de expansão do sistema, com impacto direto no Pmix das distribuidoras. Assim,

¹ Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico - Out/2019; Relatório do Grupo Temático Abertura de Mercado - Jul/2019; NOTA TÉCNICA MME Nº 3/2017/AEREG/SE.

quanto mais acelerado for o processo de abertura, maior o impacto tarifário aos consumidores remanescentes que permanecerem no ambiente regulado.

A mitigação do aumento tarifário pode ocorrer a depender do desenho da abertura do mercado e se o discurso de alocação eficiente de custos e riscos se concretize, notadamente, com o tratamento do custo de confiabilidade como bem público, para contratos novos e legados, e com a flexibilização da contratação e da gestão de portfólio.

A busca da energia competitiva deve ocorrer não só no mercado livre, composto por grandes consumidores industriais, mas principalmente no mercado regulado, cuja maioria são consumidores de menor poder aquisitivo. A competitividade de fato se dá pelo lado da oferta e deve estar baseada na eficiência dos players e não pelo sinal equivocado de expansão que atualmente é alocado apenas no ACR e a simples abertura do mercado não realoca os custos eficientemente.

A economia nos ensina que o preço de equilíbrio competitivo ocorre quando a receita marginal de um bem iguala ao custo marginal de produção e ocorre no ponto de cruzamento das curvas de oferta e de demanda. Desvios em relação a esse equilíbrio significa que o ofertante ou produtor está se apropriando do excedente do consumidor. Analogamente, é exatamente isso que tem ocorrido no mercado livre, que tem exaurido os excedentes dos consumidores do mercado regulado pelos sinais equivocados e assimetrias entre os mercados.

A política pública e a regulação devem ser aperfeiçoadas para minimizar as distorções existentes entre os dois mercados pautadas pelos princípios que justificam a própria modernização do setor – eficiência na alocação de custos e riscos para levar energia competitiva a TODOS os consumidores e não a poucos que se beneficiam das falhas de governo no âmbito do mercado livre. Trata-se de uma falha do desenho da política pública que tem gerado externalidades negativas, na medida em que a escolha privada de um agente traz efeitos adversos a terceiros não envolvidos na transação inicial. Abrir o mercado sem o devido tratamento de riscos estruturais é incentivar a espiral da morte em que cada vez menos pessoas pagarão tarifas mais elevadas, tornando o processo insustentável.

Dentre os riscos estruturais que precisam ser previamente tratados citam-se:

Energisa S.A. - MATRIZ
Praça Rui Barbosa, 80/parte | Centro Cataguases | MG | CEP 36770-901
(32) 3429 6000 | CNPJ 00.864.214/0001-06 | Insc. Mun.: 12560-1

FILIAL - Praia de Botafogo, 228 – 13º andar | Botafogo Rio de Janeiro | RJ | CEP 22250-906
(21) 2122 6900 | CNPJ: 00.864.214/0002-97 | www.grupoenergisa.com.br

- ✓ Redução das assimetrias entre ACR e ACL com alocação equilibrada do custo da confiabilidade do sistema
- ✓ Tratamento dos contratos legados
- ✓ Racionalização e flexibilização da gestão de portfólio
- ✓ Flexibilidade ao atendimento da contratação da carga
- ✓ Tratamento adequado aos Recursos Energéticos Distribuídos, incluindo GD
- ✓ Incentivo a novos modelos de negócio que privilegie ganhos de escala, sinergia das atividades e incorporação de inovação e tecnologia
- ✓ Modernização/flexibilização da estrutura tarifária
- ✓ Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia

Portanto, é fundamental que se avalie e quantifique os efeitos do processo de abertura de mercado, tanto no ambiente livre quanto no ambiente regulado, a fim de validar ou refutar os pressupostos e os pontos positivos que ordinariamente se aventam com o processo de abertura de mercado.

2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?

Os art. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, definem as condições e limites para que consumidores possam optar pela compra de energia de qualquer concessionário. Inicialmente, a Lei nº 9.074/1995 permitiu que consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV, pudessem contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. O Art. 10º da Lei nº 9.648/1998, por sua vez, incluiu a previsão para que, decorridos três anos de sua publicação, os consumidores supracitados pudessem comprar energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

Já a Lei nº 13.360/2016, inclui previsão para que, a partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores que, em 7 de julho de 1995, consumirem carga igual ou superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e forem atendidos em tensão inferior a 69 kV pudessem optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado

de energia elétrica do sistema. Adicionalmente, o § 3º previa a possibilidade de redução dos limites após 8 anos de sua publicação, o que vem sendo realizado por meio de portarias específicas do Ministério de Minas e Energia – MME.

No modelo brasileiro, a abertura do mercado livre é uma opção aos consumidores, sendo indispensável que o Poder Concedente divulgue estudo específico que demonstre o benefício real para os consumidores, principalmente os pequenos, e ainda análise do custo de transação para viabilizar a migração para 100% dos consumidores. Apenas dispondo destas informações será possível efetivamente avaliar se em alguma situação a migração deve ser vedada.

Observa-se ainda que em casos de consumidores com subsídios, isto é, com uma redução no percentual da tarifa, haverá perda do elemento tarifário que compõe a base de desconto, restando apenas o fio a ser pago a distribuidora. Nestes casos, é preciso esclarecer que haverá redução na base de incidência, sendo necessário que este efeito esteja refletido na escolha do consumidor.

Destaca-se o § 5º do Art. 15 da Lei 9074, incluído pela Lei 9.658/1998, que define que: *“O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado”*.

Isto posto, analogamente a regra exposta, ora em vigor, observa-se que a opção aos novos consumidores deve ser oferecida de maneira gradual e com prévia comunicação aos agentes de mercado, que precisam planejar antecipadamente sua estratégia de atuação.

Vale destacar que grupos de consumidores que usufruam de certos benefícios tarifários, como, por exemplo, consumidores de GD, não podem acessar o mercado livre e se manter beneficiário do SCEE.

3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?

Estancar a Contratação de Novos Legados

Energisa S.A. - MATRIZ
Praça Rui Barbosa, 80/parte | Centro Cataguases | MG | CEP 36770-901
(32) 3429 6000 | CNPJ 00.864.214/0001-06 | Insc. Mun.: 12560-1

FILIAL - Praia de Botafogo, 228 – 13º andar | Botafogo Rio de Janeiro | RJ | CEP 22250-906
(21) 2122 6900 | CNPJ: 00.864.214/0002-97 | www.grupoenergisa.com.br

O Grupo Energisa defende o início imediato do tratamento aos contratos legados. De forma objetiva, deve-se primeiramente buscar mitigar a contratação de novos legados. Para tal, defendemos uma priorização clara da contratação via MCSDs em relação aos leilões, a partir da declaração unificada destes mecanismos, o que evitaria que distribuidoras que necessitam energia realizem declarações em leilões mesmo havendo sobras no ACR no portfólio de outras empresas.

Melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos

Outro ponto defendido pela Energisa é a gestão centralizada das carteiras de Grupos Econômicos, o que dá maior flexibilidade e mitiga riscos, além da possibilidade de cessões bilaterais de contratos (parciais ou integrais) entre distribuidoras.

Além disso, a Energisa defende que o tratamento da descotização das usinas da Eletrobras, a partir da alocação dos novos recursos da CDE, se dê de acordo com a realidade tarifária de cada concessão, tal que o rateio dos recursos busque de fato minimizar o impacto individual de cada distribuidora.

Outra medida que buscaria evitar novos legados é o poder concedente e o regulador estabelecerem que os leilões de energia no ACR sejam realizados com prazo de contratação reduzidos e gatilhos de descontração para dar maior flexibilidade no ajuste entre oferta e demanda. Um exemplo seria a previsão nos novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes.

Redução de lastro contratual de CCGF e Itaipu para que o volume de lastro contratual seja o mais próximo possível da cobertura efetiva, reduzindo a exposição dos consumidores cativos à volatilidade do PLD.

Outro aspecto importante para ampliar a gestão do portfólio da distribuidora, principalmente em situação de sobrecontratação estrutural, é o detalhamento das regras referentes ao MVE, de forma que seja possível a mitigação de riscos. Os principais detalhamentos propostos visam reduzir as incertezas das análises (ex-post) efetuadas pela

ANEEL no cálculo dos montantes financeiros repassados às tarifas dos consumidores finais, tais como:

- Definição de metodologias claras para aferição, ex-ante, em termos volumétricos, dos efeitos na sobrecontratação involuntária em decorrência (I) do retorno e da saída de consumidores do/para o mercado livre, detalhando o período considerado nas análises; (II) da instalação de painéis solares ou outras tecnologias enquadradas na REN 482/2012, detalhando o período considerado nas análises e a energia equivalente produzida; (III) da alocação involuntária de cotas (por exemplo CCGF, Itaipu, Proinfa); e (IV) da frustração da compra de energia em leilões regulados.
- Definição de regras para aferição de máximo esforço das distribuidoras em mitigar exposições ao MCP.
- Definição de regras de alocação, principalmente no ordenamento dos produtos, dos volumes negociados no MVE e cedidos/recebidos via MCSD.

Outro aprimoramento que poderia ser interessante para o caso do MVE seria permitir sua descentralização, possibilitando às distribuidoras a promoverem, até uma vez por mês, seus próprios processos de vendas para o mercado livre em contratos bilaterais com duração máxima até o final do ano corrente. Este aprimoramento reduziria os riscos de contraparte (presentes no mecanismo centralizado atual), bem como os riscos de condições conjunturais desfavoráveis à negociação sob a ótica da distribuidora.

Fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL)

Adicionalmente, somos a favor da isonomia de custos para confiabilidade do sistema a serem arcados pelo ACR e ACL, tema este que já teve tratamento iniciado a partir da implementação do Leilão de Capacidade. Destaca-se, porém, que o novo leilão torna mais justa a alocação de novos custos de capacidade a partir de julho de 2026. Todavia, para corrigir distorções pré-existentes, torna-se necessária a análise aprofundada e valoração

dos lastros legados das distribuidoras, haja vista sua contribuição para o sistema. Após a definição destes custos, arcados exclusivamente pelo ACR, tais valores deveriam passar a ser rateados igualmente por todos os agentes de consumo, por meio da sua inclusão na TUSD. Mesmo que as distribuidoras não sejam efetivamente remuneradas pela sua contribuição atual, apenas a partir da equalização destes custos entre os ambiente é que estas deveriam arcar com novos custos de lastro para o sistema.

As medidas ora destacadas tratam prioritariamente do período transitório, buscando soluções para minimizar os impactos de sobrecontratação estrutural e distorções tarifárias já vivenciados pelo mercado cativo. Além disso, é necessário avaliar a questão de maneira estrutural, entendendo que a confiabilidade do sistema é um bem público, que cabe a todos sustentar e está ancorada na busca da eficiência produtiva e alocativa. A forma de implementação pode se dar de várias formas, conforme ordenação a seguir:

- a) Segregar lastro e energia de todos os contratos, novos e legados, e alocar o custo do lastro, via encargo de forma proporcional a todos os consumidores;
- b) Não segregar lastro e energia, mas simplificar o processo por meio de uma proxy proveniente da diferença média de preços entre o ACR e o ACL, para todos os contratos, novos e legados, e alocar a diferença de preço, via encargo de forma proporcional a todos os consumidores;
- c) Estabelecer critério de transição, na medida que a migração ocorre os consumidores levariam o que foi contratado para atendê-lo no ACR, tendo como referência o Pmix da distribuidora, durante um período a ser estabelecido de acordo com o processo de redução dos legados;
- d) A partir dos novos contratos, alocar o pagamento da confiabilidade de forma complementar ao que já é pago atualmente, de acordo com cada ambiente de contratação, a todos os consumidores. Como não se trata da separação de lastro e energia, a precificação do lastro seria simplificada e a proxy provém da diferença média de preços entre o ACR e o ACL, até que a solução via contratos de reserva de capacidade ou da separação lastro e energia de fato ocorra;
- e) Já para os contratos legados, em complemento à solução anterior, o volume seria obtido a partir da sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL

e o pagamento se daria também de forma complementar ao que já é pago atualmente, de acordo com cada ambiente de contratação, a todos os consumidores, até que o custo de confiabilidade dos legados seja similar nos dois ambientes;

- f) Outra solução seria uma variante da “c” e da “d”, em que para os contratos novos o custo de confiabilidade seria alocado a todos os consumidores, enquanto o custo da sobrecontratação dos legados seria alocado apenas aos novos entrantes do ACL, sempre de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente;
- g) Idem proposta “e”, porém, a alocação não seria de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente, mas sim proporcional ao mercado pagante o que posterga o tratamento isonômico entre o ACR e o ACL;
- h) Alocar apenas o custo da sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL aos novos entrantes do ACL, de forma complementar ao que já é pago em cada ambiente;
- i) Alocar apenas o custo da sobrecontratação causada por novas migrações ao ACL, porém de forma proporcional ao mercado pagante o que posterga o tratamento isonômico entre o ACR e o ACL;

A questão central é que há várias formas de fazer a separação de lastro e energia e tratamento aos legados, a partir da abertura de mercado, mas deve-se eleger um meio razoável. Como supracitado, *“O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado”*. Portanto, no caso da abertura do mercado, não basta apenas garantirmos que não vá haver sobrecontratação, mas sim definir expressamente que os consumidores que migrarem devem carregar/arcar com seu efeito, para não sobrecarregar a tarifa dos consumidores cativos remanescentes. Caso contrário, até uma possível “abertura completa”, o custeio não isonômico será insustentável aos consumidores do ACR.

Sobre este ponto, observa-se a necessidade da ANEEL demonstrar os cálculos do quanto a ampliação gradual dos limites mínimos de demanda para migração irá encarecer para os demais consumidores.

Destaca-se o exemplo dos consumidores que buscam acesso direto à rede básica: em conformidade com a REN n° 473/2012, além de ressarcir a distribuidora os investimentos específicos realizados na rede de distribuição para seu atendimento, carregam o “*compromisso de quitação futura do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA relativa ao período que utilizou a rede de distribuição.*” Exemplo similar foi recentemente aplicado na Conta COVID, determinando que consumidores que exercerem sua opção pela migração após 8 de abril deverão custear sua respectiva fatia do encargo após a migração. Tais medidas são essenciais para mitigar que todo o efeito destes movimentos recaia sobre os menores consumidores.

4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?

Inicialmente observa-se que a atividade de comercialização regulada de energia pode ser exercida pela própria distribuidora, como já ocorre atualmente, ou por uma empresa distinta. A escolha da melhor alternativa depende dos objetivos estabelecidos, do contexto, e sobretudo de Análise de Impacto Regulatório. Por isso é necessário que sejam apresentadas análises fundamentadas do custo e benefício da separação entre D e C, de forma a garantir a sustentabilidade de ambos os negócios.

Entre a integração vertical (modelo atual) e a desverticalização das atividades “fio” e “energia”, com a prestação dos serviços sendo realizados por duas pessoas jurídicas distintas há modelos intermediários como a separação regulatória/contábil das atividades, que pode se dar, numa análise preliminar, no bojo do mesmo contrato de concessão, ou a criação de instrumentos de outorga distintos, ou mesmo com uma separação de CNPJ.

Cálculos prévios realizados indicam que a segregação das atividades de distribuição e de comercialização, para ser sustentável, terá algum impacto nas tarifas, ao menos no curto prazo.

A despeito disso, caso as análises apontem para a separação, é fundamental o estabelecimento de regras de reequilíbrio econômico-financeiro mais flexíveis e adequadas ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia, além da

necessidade de garantia de remuneração de capital giro, caso contrário a CRE já é natimorta.

Outras questões tornam-se também relevantes, como os papéis que permanecerão com as distribuidoras, em que se destaca que, em qualquer cenário, é fundamental que as atividades comerciais correlatas a operação da rede permaneçam com a distribuidora a fim de maximizar ganhos de escala e escopo dentro da concessão regulada, em benefício da sociedade, como atividades de combate às perdas, medição, inspeção, cortes e faturamento, em harmonia com as demais atividades de operação e intervenção das redes. A separação das atividades comerciais associadas ao processo de medição/combate a perdas não seria desejável, haja vista a sua estreita relação com as demais atividades vinculadas à operação da rede.

Importante compreender que a abertura para o mercado de varejo implica a necessidade de uma série de aperfeiçoamentos regulatórios para tratar a gestão das atividades de fio e de energia de forma separada e sem subsídios. Distorções existentes no modelo atual, que devem ser corrigidas independente do aprofundamento do processo de abertura, irão se ampliar sobremaneira com esse processo, exigindo que sejam endereçadas o quanto antes, sob pena de tardar cada vez mais a abertura do mercado.

Um dos principais problemas é a assimetria de tratamento entre o ACR e o ACL, em que o primeiro carrega o custo de confiabilidade enquanto o segundo se beneficia dessa ineficiência alocativa, sendo subsidiado pelo ACR. Sem dúvida esses custos, associados ainda à excessiva rigidez no portfólio de energia do ACR, atuam fortemente em desfavor dos consumidores regulados e das distribuidoras.

Há uma série de outros subsídios entre os mercados regulados e livres que também devem ser previamente equacionados, como, por exemplo, i) custos eficientes de PMSO na gestão de energia que são repassados a todos os consumidores regulados e livres; ii) custos de adequação de sistemas de medição e faturamento em caso de migração de unidades consumidoras conectadas em tensão secundária que possuem previsão regulatória de serem arcados pelas distribuidoras, que é mais um subsídio de consumidores regulados em favor daqueles que optam por acessar o mercado livre; iii) a

troca de medidores pode gerar custos de desativação e eventual baixa antecipada de equipamentos substituídos; iv) questão de carregamento de CVA, etc.

O fato é que desvios de Parcela A por falta de cobertura tarifária, ainda que tenham repasse assegurado no futuro, exigem da empresa: (i) captação de dívida de curto prazo no mercado – CDI + spread; e (ii) postergação na recuperação do capital dos acionistas, o que tem custo de oportunidade igual ao custo de capital próprio.

O fato é que a atividade de distribuição padece de uma perda econômica crônica, sendo que grande parte dessa perda é explicada por desvios na compra de energia, que precisam ser equacionados independente de um processo de abertura de mercado, mas que torna ainda mais premente quanto mais se avança nessa discussão.

A Energisa acredita que a implementação da figura do Comercializador Regulado (CRE) pode se dar em duas fases, sendo uma de “transição” e outra “final”, acompanhando o amadurecimento do mercado.

Na fase de “transição”, o CRE inicia-se como atividade exercida pela própria distribuidora, conforme sua área de concessão atual, com separação contábil e regulatória das atividades, já com a previsão de posterior separação legal, que deveria ser opcional, com incentivo alinhado para que seja crível o exercício da opção.

O incentivo para a separação legal, com diferentes CNPJs, dar-se-ia ao permitir único CRE atuando em diferentes áreas de concessão do mesmo Grupo Econômico. Ademais, já se deveria prever a possibilidade do CRE atuar em diferentes áreas de concessão, para os casos em que alguma distribuidora não queira assumir esta atividade. Pode ocorrer que para algumas distribuidoras a prestação do serviço de CRE não seja adequado ao perfil de risco a ser assumido. Com isso, abrir-se-ia a possibilidade de negociações entre partes ou mesmo um processo competitivo para que outras CRE pudessem atuar em áreas de concessão de outros grupos econômicos.

De todo modo, mesmo numa fase inicial, é fundamental o estabelecimento de regras mais flexíveis ao CRE para o exercício de uma gestão mais ativa de portfólio dos contratos. Atualmente há uma série de regramento na gestão de portfólio que no fim do dia tem elevado a tarifa aos consumidores cativos.

Estudos realizados pela CEEE já apontam que uma gestão mais flexível traria ganhos ao consumidor na medida que potencializa a redução do pmix de energia da distribuidora. O que não pode ocorrer é um desenho de mercado ao CRE que replique o modelo atualmente exercido pelas distribuidoras que assumem riscos sem bônus em contrapartida. Isso implica que o CRE não poderia, ao menos numa fase inicial, ser competitivo com outros agentes comercializadores mesmo que varejistas. O que leva a um desenho em fases e que se bem-sucedida a transição, no futuro, pode haver apenas a figura do varejista e do Supridor de última instância. Mas numa fase inicial, e dada a realizada brasileira, é fundamental um desenho de CRE que seja sustentável para o exercício do papel de atendimento do mercado consumidor regulado.

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que: (i) optarem por não migrar para o mercado livre; (ii) optarem por voltar para o ACR; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?

A proposta é que o Comercializador Regulado cumpra o papel de Supridor de última instância, para não haver duplicidade de prestadores desse serviço, sendo este o responsável pelo atendimento aos consumidores que não puderem por restrições legais de migração, não optarem, ou mesmo que necessitem permanecer no ambiente de contratação regulado.

Entretanto, deve-se haver modulação da regra a depender do caso em avaliação. Por exemplo, no caso de inadimplemento do próprio consumidor, este não pode simplesmente ter o direito líquido e certo ao retorno ao ACR, sob pena de não dar o sinal adequado ao comportamento do agente. Esse seria o típico caso em que o retorno deve ser a partir de certo tempo e com adequado incentivo financeiro que iniba arbitragem entre os dois ambientes e não perpetue um comportamento oportunista.

Na mesma linha, grupos de consumidores que usufruam de certos benefícios tarifários, como, por exemplo, consumidores de GD, não podem acessar o mercado livre e se manter beneficiário do SCEE.

4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?

Como supracitado, dada a situação dos contratos legados, entende-se que será dado o devido tratamento destes custos através de encargo específico ACR/ACL, em função da sobrecontratação involuntária decorrente da migração. Destaca-se que os migrantes devem carregar consigo seus custos, de forma a tornar o processo sustentável e mitigar o efeito aos consumidores remanescentes. Haja vista o tratamento da fase transitória, inicialmente entende-se que o CRE deverá ser mais regulado, tendo parte de sua energia adquirida através de leilão regulados (tarifa regulada) e ter limites para acesso e negociações no ACL (ajustes finos).

Como mencionado, após a equalização dos passivos, poderia se passar a um modelo mais flexível, em que o CRE tivesse maior acesso a negociações no mercado livre.

O gerenciamento das perdas faz parte da atividade fio, portanto entende-se que deve permanecer com a distribuidora. Esta deveria, portanto, ser responsável pela compra de energia necessária para atender o seu consumo próprio e as perdas internas e de rede básica. Em um modelo futuro, tal compra poderia ser realizada de maneira similar ao mercado livre, com flexibilidade e regras claras de repasse. Considerando que a energia perdida deve ter sinais claros para ser combatida, é fundamental que os contratos que suprem essa perda não criem desincentivos ou complexidade na gestão de eventuais sobras colaterais a um desempenho eficiente nesse combate. Observa-se que se deve avaliar a implementação de regra transitória, uma vez que a energia já encontra-se contratada pelas distribuidoras.

Quanto ao processo de contratação, são possíveis arranjos nos quais a distribuidora compre da comercializadora regulada ou diretamente no mercado atacadista, além de ser recomendável a possibilidade de permitir autoprodução como alternativa à redução do custo e aceitar algum nível de exposição contratual sem aplicação de penalidades. Quanto mais alternativas de contratação, mais flexível fica a gestão do custo de perdas pelas

distribuidoras, o que contribui para a escolha ótima na resposta ao incentivo de combate (reduzir, em determinados momentos, pode ser mais caro do que suprir a baixo custo).

Não obstante, mesmo que se aumente a flexibilidade, persistem problemas de falta de estabilidade nos volumes, considerando-se que a resposta aos incentivos pode causar sobras quanto mais a distribuidora for eficiente no combate. A neutralização do risco contratual pode se dar tanto por meio da flexibilização, isto é, por mecanismos que agreguem liquidez aos contratos da distribuidora, ou por meio de neutralização tarifária dentro de uma faixa compatível com a volatilidade do requisito.

Quanto aos subsídios tarifários, inicialmente acredita-se que sua arrecadação e repasse não deveriam ser de responsabilidade do CRE, inclusive por tratar-se de atividade que também tende a consumir caixa, comprometendo o endividamento da empresa. Se a definição for permanecer sob responsabilidade da distribuidora, sugere-se sua alocação na TUSD, minimizando as distorções entre os ambientes livre e regulado.

4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?

Caso o consumidor entenda que o custo-benefício do mercado livre não lhe atende, este poderia optar por voltar a ser cativo, sendo atendido pelo CRE. Neste caso, a definição do tempo mínimo exato para notificar sua intenção de retornar irá depender da flexibilização de regras de contratação de energia deste agente, uma vez que as opções de contratação devem ser compatíveis com este período mínimo, para que o CRE possa nivelar o seu portfólio a partir dos ajustes esperados na Carga.

De forma análoga à metodologia atual, inicialmente entende-se que a regra poderia prever a antecedência de 2 (dois) anos para este retorno voluntário, podendo este período ser reduzido a critério do CRE.

A Energisa ainda entende que poderia ser facultada uma opção adicional de retorno ao atendimento do CRE em prazo inferior ao regulado mediante o pagamento de uma tarifa diferenciada (sobrepço), especificamente para os consumidores que (ii) optarem por voltar para o ACR e (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor.

4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?

Como detalhado anteriormente, o serviço de comercialização de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras ou por um CNPJ distinto, desmembrado da concessionária responsável pela rede.

Porém, em qualquer cenário deve-se corrigir as assimetrias entre os ambientes regulado e livre e os subsídios atuais entre atividades de distribuição e comercialização, além de se neutralizar custos decorrentes desta atividade atualmente repassados aos acionistas, como a diferença entre os custos financeiros regulatoriamente reconhecidos da CVA e os custos reais de se financiar descasamentos de caixa.

Não há necessidade de se alterar leis ou contratos para que a distribuidora exerça o papel de comercializador regulado, tendo em vista que ela exerce atualmente esse papel. Não obstante, entende-se recomendável avanços na separação regulatória e contratual das atividades, ainda que mantidas, num primeiro momento, sob o mesmo CNPJ (como nos casos de empresas com Geração e Transmissão, que possuem regulações separadas).

4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?

A REN n° 376/2009 estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre e outras providências, detalhando o tratamento a ser dado ao consumidor Parcialmente Livre.

Para cargas pequenas, não é recomendável para fins de faturamento e medição que existam dois supridores responsáveis para uma mesma carga. Os arranjos contratuais podem não ser mutuamente conhecidos, de modo que a alocação de riscos pode operar em desfavor de quem tem a obrigação de atuar como comercializador regulado.

Atualmente, o portfólio de consumidores do Grupo Energisa mostra que esta é uma opção escolhida por um conjunto bastante reduzido de consumidores. Destaca-se, porém, que o processo atual prevê o registro periódico na CCEE dos volumes de energia contratados

junto à distribuidora por meio do CCER, para que estes sejam abatidos da contabilização do mercado livre. Há ainda tratamento específico na medição, para que seja segmentada a parcela do consumidor relativa ao CCER, sendo esses montantes tratados como carga da distribuidora para fins de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, do restante de seu consumo, a ser contabilizado no mercado livre.

A análise do processo atual demonstra que a manutenção desta regra, em meio migração em massa de consumidores, cada vez com menor demanda, poderá acarretar custos de transação elevados, tanto para a CCEE quanto para a distribuidora.

5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?

A distribuidora fio deverá manter o relacionamento comercial com os consumidores conectados à sua rede. Entre esses serviços se incluem a leitura e a emissão e entrega de faturas, inclusive devendo esta ser uma Nota Fiscal Eletrônica.

As comercializadoras convencionais, as comercializadoras varejistas e a comercializadora regulada (SUI) podem optar por emitir e entregar as suas próprias aos seus respectivos consumidores.

Alternativamente, por meio de contrato com a distribuidora e convênio com as secretarias de fazenda de cada estado, elas poderão delegar à distribuidora essa tarefa de leitura, emissão e entrega de faturas, inclusive com o sistema LIS (Leitura e entrega simultânea), quando isso for tecnicamente possível, a depender da modalidade do contrato firmado no ACL entre o consumidor e a sua respectiva comercializadora. Naturalmente que esse serviço prestado pela distribuidora gerará uma receita adicional.

6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?

Para os consumidores conectados na média e alta tensão, deverá ser exigida a troca do padrão de medição para um sistema com telemedição compartilhada entre a distribuidora e a comercializadora e, quando necessário, com a CCEE.

Já para os consumidores de baixa tensão, a troca do padrão de medição deveria ser uma opção do consumidor ou da sua comercializadora, em função do tipo de contrato de energia firmado entre eles.

Deverá haver a possibilidade de o consumidor migrar para o ACL mantendo o medidor convencional com um único acumulador da grandeza energia ativa, cuja leitura deverá ser feita de acordo com as rotas de leitura da distribuidora. Essa informação deverá ser mensalmente repassada para o próprio consumidor e para a sua comercializadora. A transformação dessa informação em um volume de energia mensal discretizado por hora, necessários para a contabilização pela CCEE, deverá se dar por regras pré-estabelecidas considerando uma curva de carga padrão típica daquela classe e estrato de consumo.

Neste caso, a distribuidora atuará como um agregador de medição, informando mensalmente diretamente à CCEE a curva de carga resultante do conjunto de todos os consumidores vinculados a uma determinada comercializadora varejista. Já para a comercializadora, a distribuidora deverá informar mensalmente essa curva de carga discretizada por cada um dos seus respectivos consumidores.

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?

A responsabilidade técnica por todos os medidores deve ser da distribuidora, sendo ela portanto a responsável por assegurar a adequação técnica da instalação do sistema de medição. O medidor em si deverá ser adquirido, aferido e implantado pela distribuidora.

A Resolução Normativa nº 414/2010, com alterações promovidas pela Resolução Normativa nº 759/2017, prevê que os custos para adequação de sistemas de medição e faturamento para o caso de migrações em tensão secundária seriam de responsabilidade da distribuidora.

Considerando que as distribuidoras não possuem gestão sobre o exercício do direito de migrar para o mercado livre, é fundamental que seus acionistas não subsidiem essa opção. A responsabilidade financeira pela troca do sistema de medição, incluindo o ressarcimento do custo do medidor, deve ser do consumidor que optou por migrar para o ACL ou da própria comercializadora, numa ação de captação e fidelização de clientes.

Uma vez instalado e recebido pela distribuidora, esses medidores passarão a compor o ativo desta, sendo imobilizados por doação (obrigações especiais). A distribuidora também será a responsável pela manutenção desses sistemas de medição, incluindo a substituição em caso de avaria.

7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?

Todos os consumidores ligados em baixa tensão, sejam eles residenciais, comerciais, rurais, industriais ou de qualquer outra classe de consumo, deverão ter regras especiais para migração para o ACL e retorno para a Comercializadora Regulada (SUI).

Os contratos no ambiente livre devem ser, como diz o nome, totalmente livres, incluindo a modalidade em que o preço acompanha o PLD horário.

A única proteção para os consumidores que optaram por se tornar livres deve ser a possibilidade de voltarem a ser atendidos pela Comercializadora Regulada. Mesmo assim, esse retorno deve estar sujeito a algumas regras especiais (tarifa regulada com sobrepreço caso o retorno se dê por inadimplência do consumidor, impossibilidade de nova migração durante um determinado prazo, entre outras) de modo a desestimular qualquer tipo de arbitragem entre os dois ambientes.

Adicionalmente, destaca-se que para abertura adequada do mercado aos pequenos consumidores torna-se necessário regras claras e potencialmente mais rígidas para o licenciamento dos varejistas, mitigando riscos de contraparte, além de condições de mercado que favoreçam que a informação chegue ao consumidor, para garantir sua tomada de decisões consciente de custos, benefícios e riscos.

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?

A comercialização para pequenos consumidores exige mais transparência, mais gestão de informação, mais responsabilidades, mais capital e mais requisitos mínimos para exercício da atividade. Um mercado funcional deve ser capaz de acionar as hipóteses de

suprimento de última instância ao mínimo, o que implica, como contrapartida, comercializadores varejistas escolhidos com critérios mais rigorosos do que os atuais, para os quais se presume a participação em um mercado de iguais, que têm capacidade mútua de avaliar riscos de contraparte antes de fechar negócios e realizar operações.

Um ponto atualmente de atenção em relação ao Comercializador Varejista é quanto ao processo de “desmodelagem” do consumidor em caso de inadimplência. Pela regra atual, o consumidor inadimplente pode permanecer sob o varejista por no mínimo 50 dias. O ideal seria reduzir esse prazo, permitindo o envio da notificação para corte da própria varejista para a distribuidora.

Além disso, seria importante esclarecer o processo para o caso de várias cargas do mesmo contrato em distribuidoras diferentes.

Adicionalmente destaca-se que, quando da abertura total, entende-se que seria necessário o aprimoramento do processo de modelagem da carga, hoje ainda bastante burocrático, além do tratamento da adequação da medição.

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?

O prazo deve ser adequado ao tempo necessário para equacionar os riscos estruturais de um processo de abertura de mercado, ainda mais dada a realidade brasileira, sob pena de inviabilizar o próprio processo de abertura.

A seguir são destacados alguns riscos que necessariamente devem ser tratados previamente para então avançar no cronograma de abertura de mercado:

1. Redução das assimetrias entre ACR e ACL com alocação equilibrada do custo da confiabilidade do sistema
2. Tratamento dos contratos legados
3. Racionalização e flexibilização da gestão de portfólio
4. Flexibilidade ao atendimento da contratação da carga
5. Tratamento adequado aos Recursos Energéticos Distribuídos, o que implica em não replicar o fatídico caso da Geração Distribuída

6. Incentivo a novos modelos de negócio que privilegie ganhos de escala, sinergia das atividades e incorporação de inovação e tecnologia
7. Modernização/flexibilização da estrutura tarifária aderente à realidade de mercado de cada área de concessão
8. Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo comercializador regulado de energia
9. Regras de reequilíbrio mais flexíveis e condizentes com o papel do comercializador regulado de energia
10. Alocação de riscos dos recebíveis dos CCEAR's
11. Reduzir os subsídios tarifários vigentes.

Além de ser imprescindível concatenar a abertura de mercado com a implementação dessas medidas estruturais, é extremamente desejável que este cronograma busque uma maior aderência com o término dos contratos legados. Isso reduziria o risco de sobrecontratação das distribuidoras e, conseqüentemente, os custos residuais dos contratos legados.

Para termos uma ideia da importância desta aderência, atualmente existem 48 GW médios de contratos no mercado regulado, o que representa 72% do consumo total de energia elétrica do Brasil projetado para 2021. Em 2030, considerando apenas os leilões de energia nova realizados até dezembro de 2020 e sem considerar renovação dos contratos existentes, o montante de contratos já firmados no mercado regulado permanece em patamar elevado, atingindo 40 GW médios. Este montante, segundo nossas estimativas, representará cerca de 50% do consumo total de energia do país no final da década.

Ressalta-se que esses números consideram apenas a posição atual das distribuidoras, com contratos já assinados, sendo que, a cada novo leilão de energia existente ou de energia nova, os legados para os consumidores regulados do futuro aumentam. Além disso, os números supracitados podem mudar de forma significativa dependendo do cenário que ocorrerá para a cotas de garantia física referentes a usinas da Eletrobras, em função da provável capitalização da Companhia, e a forma com que a energia de Itaipu será comercializada após a revisão do Anexo C do Tratado, prevista para 2023.

Por fim, outro tema de suma importância a ser considerado refere-se ao estoque de energia incentivada que ainda persistirá, por longo período, disponível para contratação no ambiente livre. A utilização dessa energia com desconto para suprir consumidores de baixa tensão pode inflar consideravelmente os custos da CDE caso se mantenha a aplicação de desconto no fio.

Em resumo, não se pode estabelecer uma data fixa sem antes revisitar os riscos envolvidos no processo, uma vez que a busca por energia competitiva deve ser para todos os consumidores e não apenas para alguns. Ademais, os prazos deveriam ser publicados com significativa antecedência compatível ao planejamento de contratação das distribuidoras nos diversos mecanismos de energia. Caso contrário, estariam sendo ampliados os contratos legados sem o devido tratamento.

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?

É preciso que se tenha cuidado com o aumento de subsídios cruzados entre cativos e livres (que já acontecem hoje). Esses subsídios podem ser minimizados, por exemplo, com a separação de fio e energia, mas podem ser ampliados na falta de medidas que equilibrem custos de confiabilidade e de contratos legados entre os ambientes.

Como destacado na questão 9, é preciso ainda que se tenha especial atenção ao formato atual dos descontos no fio por compra de energia incentivada, que precisariam, no mínimo, ser redesenhados para evitar crescimento da CDE por efeito de decisões de migração amparadas em distorções no mercado.

É preciso considerar ainda que a abertura do mercado pode reduzir a potência de sinais econômicos relevantes, como a bandeira tarifária, por exemplo, hoje limitada aos consumidores regulados, os quais, se elegíveis, têm a opção de migrar para o ACL sem levar esse sinal. Ademais, a depender dos despachos das usinas, se na ordem ou fora da ordem de mérito, os custos ficam alocados apenas no ACR, notadamente quando se trata de usinas de elevados valores que tendem a ser despachadas em momentos de criticidade do sistema.

É preciso ainda lidar com as obrigações de corte em caso de inadimplência. A comercializadora varejista não possui obrigação de atender determinado consumidor, pois não carrega o ônus de prover a universalização do acesso - papel da comercializadora regulada. A exemplo de uma companhia seguradora, a comercializadora varejista é responsável por avaliar o risco de contraparte e, portanto, arcar com eventual inadimplência do consumidor sem repassar isso ao mercado atacadista, à distribuidora ou à comercializadora regulada. Em contrapartida, é preciso que se estabeleça um prazo a partir do qual se dá o corte, mesmo que as faturas do fio estejam em dia.

É preciso que se busquem avanços na compra de energia regulada, definindo-se: (i) quais são os riscos que não possuem possibilidade de gestão nos contratos legados e, portanto, devem ser repassados para os dois ambientes – hoje só estão no regulado; e (ii) quais são os riscos que podem ser geridos mediante mecanismos de incentivo associados a maior flexibilidade nas soluções de suprimento e gestão de portfólio.

Tarifas mais dinâmicas para captura de variações em custos repassáveis de energia também podem ser buscadas a fim de minimizar descasamentos em relação a custos de Parcela A - que hoje causam perda econômica.

Por fim, é preciso que se analisem os aspectos tributários de mudanças que realoquem custos, responsabilidades e/ou alterem relações comerciais atualmente existentes. Restrições tributárias podem tornar soluções eficientes mais custosas do que arranjos intermediários.

4. Conclusão

O Grupo Energisa reafirma ser a favor do processo de Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, principalmente no que tange aos benefícios pretendidos aos consumidores de energia por meio da redução de tarifas. Todavia, todo o processo deve-se realizar de forma transparente, baseado em parâmetros mensuráveis e reprodutíveis, além de garantir a sustentabilidade dos segmentos mais afetados e indispensáveis.

Disto isto, reforça-se a importância de que as diversas etapas que permeiam o processo de modernização, e, principalmente, no caso aqui detalhado, de abertura de mercado,

ocorram de maneira ordenada, mitigando efeitos indesejados e aumento de distorções já existentes.

Adicionalmente, a Energisa reforça seu apoio à contribuição encaminhada pela ABRADÉE também no tocante à TS 10/2021.

Energisa S.A. - MATRIZ
Praça Rui Barbosa, 80/parte | Centro Cataguases | MG | CEP 36770-901
(32) 3429 6000 | CNPJ 00.864.214/0001-06 | Insc. Mun.: 12560-1

FILIAL - Praia de Botafogo, 228 – 13º andar | Botafogo Rio de Janeiro | RJ | CEP 22250-906
(21) 2122 6900 | CNPJ: 00.864.214/0002-97 | www.grupoenergisa.com.br