



CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA

MME 33/2017

ELEKTRO REDES S/A

A Elektro apresenta, por meio deste documento, suas considerações com relação à Consulta Pública 33/2017, Ministério de Minas e Energia, que visa tratar do aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

Antes de qualquer comentário ou avaliação específica, faz-se necessário reconhecer o mérito desta iniciativa do Ministério, que, por meio das Consultas Públicas nºs 21/2016 e 33/2017, toma a liderança da discussão acerca de importantes alterações do marco legal setorial. Entre elas, sem dúvida, está o debate em torno da expansão da liberalização do mercado, que permeava ao menos dois projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional, cujos conteúdos, sem qualquer demérito ou juízo de valor sobre seus propósitos ou motivadores, carecem de uma visão global ou minimamente sistêmica que possam dar conta da complexidade da operação do Sistema Elétrico Brasileiro.

Ainda a título de preâmbulo, registramos aqui a imperativa necessidade do estabelecimento de princípios direcionadores claros para o aprimoramento do marco setorial, de maneira a priorizar a estabilidade e, sobretudo, a previsibilidade dos pontos de vista legal, institucional e regulatório, sem as quais não se garante a tão pretendida atratividade dos investimentos necessários à expansão da infraestrutura setorial.

Mesmo que seja razoável defender e apoiar a defesa de conceitos como

o respeito à lógica econômica, sinais de preços adequados, incentivos à eficiência empresarial, etc., é necessário apresentar uma abordagem consolidada que possa sinalizar uma visão pragmática do todo que se pretende construir. Nesse sentido, sugerimos que se incorpore à proposta uma definição mais clara de onde se pretende chegar e de como será o caminho. Isso porque, o “destravamento” legal sem uma proposta concreta claramente definida poderia implicar certa instabilidade de regras e alguma dose de imprevisibilidade quanto ao futuro ambiente de negócios.

Este documento visa contribuir com a proposta ora em processo de Consulta Pública de forma a apresentar comentários, questionamentos e, por vezes contrapropostas, objetivando tornar mais robusto o pretendido e, sem dúvida, necessário aprimoramento do modelo que norteia o Sistema Elétrico Brasileiro. Para construí-lo, serviram como guia, além da própria Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, os seguintes norteadores:

1. Os princípios fundamentais que norteiam as políticas setoriais, tais como definidos pela Lei 10.848/2004 e que a presente Consulta Pública não pretende alterar, quais sejam: segurança do suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento.
2. A defesa da estabilidade regulatória com respeito aos contratos vigentes, e da previsibilidade quanto ao ambiente de negócios, como fatores-chave de atração (e manutenção) dos investimentos no setor.
3. Os impactos da evolução tecnológica no segmento de Distribuição de Energia Elétrica serão tão mais positivos quanto os instrumentos regulatórios constituírem sinais que valorizem o estímulo à eficiência, a correta alocação de custos e a melhoria da qualidade do serviço.

A partir desses norteadores, apresentaremos os posicionamentos sobre cada aspecto da proposta e, eventualmente, sobre pontos que poderiam ser a ela incluídos.

A proposta, em sua fundamentação, versa sobre o futuro do setor

elétrico. Esse futuro será pautado por uma evolução tecnológica, já em curso. É importante a redefinição do papel da distribuidora, como integradora de recursos energéticos distribuídos e gestora de ativos, gerando benefícios para todos. Uma medida importante colocada pela proposta é a implementação da tarifa binômia, com separação da cobrança relacionada aos custos de “fio” da relacionada à *commodity* e aos encargos, cuja aplicação, em nossa opinião, deve ser imediata para micro e mini geração distribuída. Complementarmente, acreditamos que o futuro do setor elétrico exige a criação de um ambiente que evite distorções de mercado e subsídios cruzados, além de promover a competitividade, eficiência e sustentabilidade no setor. Alterações regulamentares são importantes para garantir o incentivo ao investimento em novas tecnologias e os parâmetros de remuneração tradicionais devem ser adequados, considerando que os novos investimentos são de maior risco e menor prazo de amortização.

Adicionalmente, entendemos que a transição entre modelos deve garantir a estabilidade e bom funcionamento do setor. Nesse sentido, o calendário de liberalização deve, inevitavelmente, estar concatenado com o calendário de separação de lastro e energia, para evitar desequilíbrios onerosos ao setor, ou até ameaçar a segurança do suprimento.

A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE apresenta diversas propostas para o setor, segmentadas por tema. Organizamos o presente documento numa estrutura um pouco diferente da apresentada na referida nota técnica, mas que julgamos favorecer a discussão de temas correlatos, conforme divisão por capítulos apresentada a seguir:

I.Redução de Custos de Transação na Transmissão.....	5
II.Autoprodução	7
III.Tarifa Binômia	8
IV.Ampliação da Liberalização e Responsabilidade acerca da Compra de Energia.....	11
V.Possibilidade de Rescisão de CCEAR-D com CVU alto	14

VI.Equalização do Preço Médio de Compra de Energia, “Descotização” e Antecipação da Convergência da CDE	15
VII.Separação de Lastro e Energia	17
VIII.Formação de Preços e Operação	18
IX.Redução nos Custos de Transação na Geração	19
X.Subsídios a fontes incentivadas.....	20
XI.Desjudicialização	21
XII.Papel do Gestor de Redes e Recursos Distribuídos	21
XIII.Comentários Finais	25

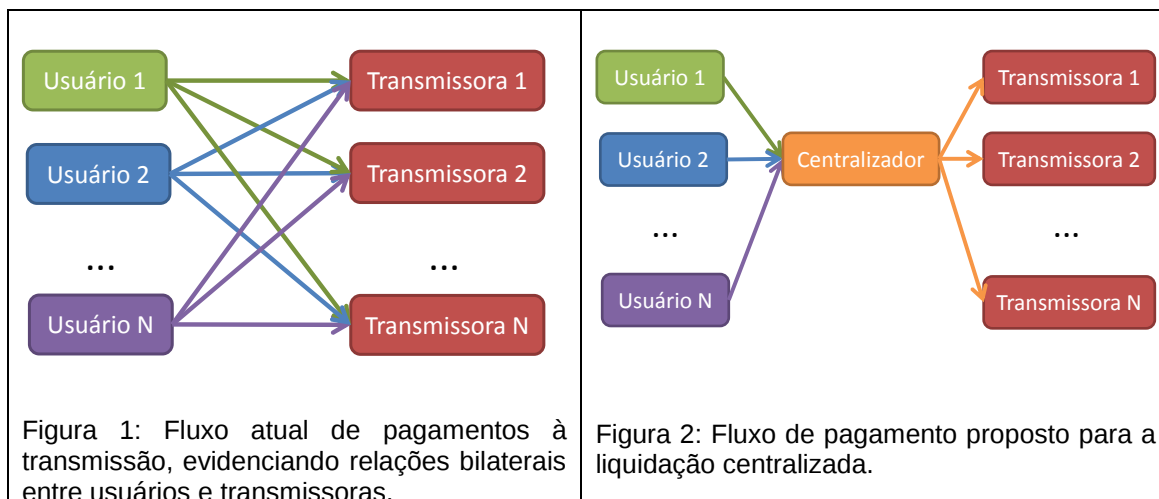
I. REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

Na vertente de aumento da flexibilidade, que tem o objetivo de permitir o gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE descreve medidas de destravamento do modelo, cabendo destaque à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão. Nesse contexto, é proposta a liquidação centralizada dos pagamentos da transmissão, condicionada à comprovada redução de custos sistêmicos, e a centralização dos contratos pela CCEE.

A iniciativa é conceitualmente benéfica ao promover a redução dos custos de transação, otimizando o gerenciamento de pagamentos referentes ao uso do sistema de transmissão. Ainda assim, apresentamos aqui algumas ponderações acerca dessa proposta.

Primeiramente, é importante observar que atualmente o ONS já é centralizador de contratos de transmissão, mas não de pagamentos e recebimentos. Além disso, o operador é o responsável pelo cálculo dos valores a serem faturados por cada transmissora para cada usuário.

É fato que o elevado número de transmissoras e de usuários do sistema de transmissão faz com que haja demanda operacional elevada associada à emissão de faturas e efetivação dos pagamentos, visto que eles são feitos individualmente por agente, conforme a Figura 1. Na proposta da consulta, eles passariam a ser feitos de forma centralizada entre usuários e transmissoras, conforme Figura 2, acabando com a necessidade múltiplos faturamentos e reduzindo consideravelmente a demanda operacional do processo. Adicionalmente, é preciso aprofundar a análise das questões tributárias envolvidas nesse processo, para garantir que não haja aumentos que inviabilizem a eficiência, e também se avaliar o aprimoramento dos mecanismos de garantias financeiras, de forma a assegurar que a medida não implique num aumento no risco aos agentes credores ou aos devedores adimplentes, decorrentes de eventual inadimplência.



Posta a relevância da questão, é oportuno discutir, no entanto, qual seria a entidade mais adequada a exercer o papel da centralizadora dos contratos e pagamentos da transmissão.

Por um lado, a CCEE é administradora de diversas contas setoriais (CDE, Conta-ACR, CONER etc.) e tem a expertise relacionada a liquidação centralizada, pois já a realiza para alguns pagamentos relacionados ao mercado de energia (ex: MCSD, CCGF, Angra, mercado de curto prazo).

Entretanto, conforme mencionado, o ONS já é centralizador de contratos entre usuários (CUST) e transmissoras (CPST), calcula mensalmente o mapa de débitos e créditos relacionados à transmissão e é o responsável por analisar e autorizar a potência a ser contratada pelos usuários. Tais atividades exigiram do ONS a estruturação, por exemplo, de uma inteligência relativa a cadastros de inadimplência e relacionamento com os agentes de transmissão, que a CCEE não possui e que, portanto, tornaria a centralização pela câmara menos eficiente e mais custosa do que se a responsabilidade fosse assumida pelo ONS.

Assim, acreditamos ser providencial a implementação da liquidação centralizada dos encargos de transmissão, desde que observadas de modo prudente as questões tributárias e de inadimplência, além de se realizar uma análise mais profunda da entidade mais bem posicionada para assumir essa responsabilidade, que em princípio julgamos ser o ONS, e não a CCEE

II. AUTOPRODUÇÃO

A proposta apresentada na presente consulta pública visa definir claramente as regras para autoprodução de energia, e, dentre as definições apresentadas, pode-se observar medidas de incentivo como, por exemplo, na proporção de rateio dos encargos entre os autoprodutores e os demais consumidores. É sugerido pela nota técnica que esse rateio seja feito pelo consumo líquido dos autoprodutores.

Em primeiro lugar, tal medida nos parece um tanto contraditória em relação aos princípios que norteiam a revisão do marco regulatório. O rateio dos encargos para os autoprodutores pelo consumo líquido constitui um subsídio oculto a tais agentes, enquanto a revisão do marco setorial prega a priorização de subsídios e incentivos transparentes, cujo objetivo esteja claramente definido. Além disso, há que se considerar que um incentivo tão amplo pode tornar a autoprodução insustável para o sistema como um todo, suscitando uma posterior revisão de regulamentação para corrigir distorções.

Entendemos que a opção por tal construção exige uma análise mais detalhada, especialmente do ponto de vista de segurança do sistema. A segurança de suprimento do sistema é um bem público e deve estar sempre disponível, **sem qualquer distinção**, a todos os agentes conectados à rede. Ou seja, os autoprodutores usufruem dos benefícios de tal segurança tanto quanto qualquer outro consumidor e, portanto, são responsáveis pelos custos que esta impõe ao sistema na totalidade de seu uso máximo da rede. A alocação adequada de tal responsabilidade pela segurança do sistema é atingida somente se o rateio dos encargos observar o consumo bruto. Adicionalmente, pela ótica da geração, para se manter o equilíbrio competitivo nesse mercado, é preciso que toda a geração seja tratada com equidade – seja autoprodutor ou produtor independente.

Além disso, entendemos também que a permissão de autoconsumo virtual deve ser repensada. A compensação de geração em outras unidades

consumidoras que não a autoproductora pode gerar um sinal equivocado ao planejamento da expansão do sistema, impondo incertezas e riscos à segurança de suprimento regional, além de provocar um sinal econômico locacional distorcido. Entendemos que tanto a energia injetada na rede, em um local, quanto a energia consumida, em outro local, devem arcar com os custos de rede em sua totalidade.

III. TARIFA BINÔMIA

A tarifa binômia é primordial para a sustentabilidade econômica e financeira do negócio de distribuição ante o avanço tecnológico do setor de energia elétrica. Este é um pleito recorrente do segmento de distribuição no Brasil, uma vez que preserva a receita pelos serviços de rede e evita subsídios cruzados entre consumidores, especialmente nos casos de micro e mini geração distribuída.

É fato que a penetração cada vez maior de recursos energéticos distribuídos traz desafios ao atual modelo de negócios e ao modelo regulatório. Reconhecendo a natureza mutável da indústria, as entidades reguladoras e as associações começaram a repensar a estrutura da indústria e as operações de mercado. Reguladores estão mudando regras, direcionando-as para posições mais sustentáveis.

A Alemanha, por exemplo, lançou um audacioso plano de apoio à expansão da produção e integração das energias renováveis em sua matriz energética em 2000, baseado na remuneração da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis através do sistema feed-in-tariff (FiT) com venda garantida durante vinte anos. Diante das altas tarifas remunerando essa fonte de geração, e em face de uma redução radical dos custos dos sistemas fotovoltaicos, houve um boom não planejado de recursos energéticos distribuídos. Todos os benefícios, ao favorecerem os autoproductores, conduziram a uma tarifa desproporcionalmente mais cara aos segmentos consumidores de menor poder aquisitivo. Esse efeito levou à necessidade de

reforma da lei, que reduziu substancialmente a remuneração do autoconsumo e estabeleceu uma taxa sobre geração distribuída.

No Reino Unido, o programa de geração renovável foi também baseado, em 2010, nas feed-in-tariffs (FiT). De maneira similar a Alemanha, houve um boom de geração fotovoltaica distribuída, que ensejou a necessidade de se revisar o incentivo. Em dezembro de 2015 um novo esquema FiT foi aprovado, estabelecendo que a partir de janeiro de 2016 haveria a redução de 50% na média da FiT para novas instalações, além de um limite máximo de £100 milhões por ano (até 1º de abril de 2019) para as despesas com incentivo, além de uma limitação de capacidade por tecnologia.

Já a Califórnia, ao reavaliar sua estrutura tarifária, identificou que as 4 faixas de tarifas vigentes, aliadas ao sistema de compensação de energia por net metering causavam distorções, uma vez que não refletiam os custos do serviço e oneravam excessivamente clientes com grande consumo em prol de tarifas sociais aplicadas na faixa mais barata, de modo a não incentivar a eficiência no consumo. Desse modo, o regulador local reformou a estrutura tarifária, reduzindo para 2 faixas de tarifas e implementando uma tarifa mínima, que visa refletir o custo do serviço de manutenção da rede. Com relação ao net metering, foram adicionados às tarifas um encargo de conexão e encargos para a energia consumida da rede. Essas mudanças entrarão em vigor a partir de 2019, e visam evitar subsídios cruzados ineficientes ao sistema.

No Havaí, o sistema de compensação de energia também causou sérios problemas ao sistema elétrico local. Nessa localidade, na qual insolação é abundante, a falta de robustez das redes fizeram com que o boom de geração distribuída colocasse em risco a segurança do sistema. Assim, em outubro de 2015, aprovou-se eliminar o net metering dos novos consumidores, aos quais são oferecidas duas opções: (i) uma na qual a conexão é permitida em qualquer local da rede, porém o excedente de energia injetado na rede não é remunerado, e em excesso, pode ser penalizado e (ii) outra na qual a conexão está sujeita a uma capacidade disponível, porém com remuneração da energia injetada na rede.

No estado do Maine, pelos mesmos motivos citados nos últimos exemplos, o net metering está sendo eliminado. A partir de 2018, geração e consumo serão medidos separadamente e o consumo arcará com os mesmos custos que qualquer outro consumidor. A geração será remunerada a preço de atacado e certificados de energia renovável. Ao invés da preservação das regras pretéritas como no estado do Havaí, no Maine instalações existentes manterão de “direitos adquiridos” por 15 anos.

Tais experiências e as conclusões de estudos como o “Utility of the Future” do MIT, ou de diretrizes da Comissão Europeia em seu Pacote de Energia Limpa (Winter Package), mostram que é fundamental adequar as tarifas para acomodar a expansão dos recursos energéticos distribuídos, para garantir que não haja subsídios ocultos para tal modalidade. A tarifa binômia é uma solução a tal questão, uma vez que garante que a rede estará sendo remunerada por todos que devem pagar por ela através da parcela fixa da tarifa, e que a micro e mini geração estará colhendo seus benefícios pela parte variável.

Dado que a ANEEL pretende revisar a regulamentação para geração distribuída no ano de 2019, entendemos ser conveniente que tal revisão ocorra em um modelo no qual a tarifa binômia já esteja em uso, para que as regras revisadas já considerem os reflexos dessa realidade.

Assim, propomos que se aplique de imediato a tarifa binômia – ou seja, a cobrança por capacidade (R\$/kW), e não por consumo - relativa à componente do uso da rede de distribuição, aplicada aos consumidores com micro e mini geração distribuída. Já para os clientes cativos, entendemos que a implantação deve ser colocada em prática via cronograma gradual determinado em conjunto com as distribuidoras, uma vez que o processo depende da expansão da medição inteligente e de mudanças nos sistemas comerciais, e deve ser acompanhado de ajustes na regulação da remuneração de tais investimentos. À medida que a medição inteligente for implantada, é importante garantir a liberdade tarifária de forma a atender especificidades da concessão e do mercado da distribuidora. Isso porque os dados da medição inteligente permitirão o aumento da granularidade da tipificação dos clientes. Ou seja,

haverá a oportunidade de desenho de tarifas que se adequem melhor ao perfil de cada cliente, trazendo o benefício coletivo da adequada alocação de custos do sistema.

Com relação à tarificação locacional na distribuição, entendemos que ela deve ser implementada para a energia injetada na rede, seja proveniente de geração de grande porte, ou de micro e mini geração distribuída. Isso é fundamental para o desenvolvimento inteligente e eficiente do parque de geração, trazendo uma otimização do uso da rede, o que pode postergar investimentos e reduzir perdas técnicas.

É importante reconhecer que a divisão da tarifa, conforme a proposta, em energia, encargos e redes (distribuição e transmissão) é desejável e deve ser assim organizada.

IV. AMPLIAÇÃO DA LIBERALIZAÇÃO E RESPONSABILIDADES ACERCA DA COMPRA DE ENERGIA

Um dos principais pontos discutidos na consulta pública é a ampliação da elegibilidade ao mercado livre para todo o grupo A até 2028, conforme cronograma a seguir:

Cronograma de Ampliação do Mercado Liberalizado - CP 033/2017	
2.000 kW	2020
1.000 kW	2021
500 kW	2022
400kW	2024
75kW	2028

A experiência internacional é capaz de fornecer alguns ensinamentos que devem ser observados num modelo setorial que busque a ampliação do mercado liberalizado. Neste sentido, é necessário que se garanta a atração aos investimentos de longo prazo para preservar a segurança de suprimento, a

composição adequada da matriz energética, o desenvolvimento de mercados de longo prazo, o despacho otimizado de energia, e a alocação eficiente dos sistemas – clara separação entre atividades liberalizadas e reguladas, desenho de tarifas baseado em estrutura de custos, tudo isso assegurando segurança jurídica para os investimentos já realizados.

É necessário pontuar os efeitos colaterais que a ampliação da possibilidade de migração para a totalidade do grupo A causará no modelo como um todo. O efeito mais direto é o aumento dos níveis de sobrecontratação das distribuidoras, que são agentes passivos nesse processo de ampliação da liberalização, ou seja, não possuem gestão alguma sobre a saída de clientes elegíveis ao mercado livre.

Desse modo, é claro que devem ser consideradas pelo novo marco medidas que mitiguem completamente os efeitos da ampliação da elegibilidade ao mercado livre para as distribuidoras, e serão resultado de novas determinações legais e regulatórias. A proposta de criação de um encargo específico para arcar com os custos da sobrecontratação decorrente do aumento da migração, a ser rateado por todos os consumidores, é uma solução plausível para esse ponto em específico, conforme apontado pela NT em tela.

Outra possibilidade seria a transferência dos montantes de sobrecontratação para uma entidade centralizadora. Tal arranjo deslocaria a gestão de tais montantes das distribuidoras para a entidade centralizadora, tornando-a responsável por endereçar essas sobras de energia, via mecanismo de venda de excedentes para o mercado livre, por exemplo. Já para o caso de uma eventual transferência de posição contratual das distribuidoras para agentes do ACL, é necessária a criação de um mecanismo de mitigação da diferença entre o preço comercializado e o preço efetivo do contrato para a distribuidora, uma vez que os preços médios da distribuição tendem a ser menos competitivos que os preços no mercado livre.

Portanto, entendemos que quaisquer efeitos decorrentes das novas determinações legais e regulatórias acerca da ampliação do mercado livre

brasileiro que afetem as distribuidoras, especialmente a sobrecontratação de energia, devem ser complementemente mitigados por não estarem sob a gestão dessas companhias.

Adicionalmente, é oportuno revisitar também questão relativa à obrigação de contratação de energia pelas distribuidoras e a alocação de riscos associados a essa compra. Apesar de a presente consulta abordar um cronograma de ampliação do mercado livre apenas para clientes acima de uma determinada potência, entendemos que a tendência de longo prazo é de que o modelo caminhe para a levar todos os clientes para o ambiente liberalizado e, nesse contexto, entendemos ser prudente e oportuno se repensar a responsabilidade da distribuidora como compradora de energia, e a sua exposição aos riscos decorrentes dessa atividade. Num mercado totalmente liberalizado, o arranjo atual não fará mais sentido, ou seja, o caminho natural será a retirada de tal responsabilidade do escopo de atuação da distribuidora. Esse movimento terá, inclusive, o benefício de permitir à distribuidora concentrar seus esforços naquilo que, de fato, é a sua atividade fim: operar e gerir a rede elétrica.

Nesse sentido, vemos com ressalvas a flexibilização pura e simples da obrigação de contratação de energia pelas distribuidoras para atendimento a 100% da sua carga. Se não forem bem definidos os contornos e os objetivos dessa flexibilização, poder-se-á com isso intensificar o risco relacionado à compra de energia incorrido no segmento de distribuição, movimento que aproximará esse segmento de uma posição de *trader* da *commodity* (para a qual não possui DNA, nem tampouco remuneração para o risco assumido), mais do que da posição de operador de redes, que é a posição que de fato lhe cabe e para a qual deve concentrar seus esforços.

Pensando na continuidade e na sustentabilidade de um processo de ampliação do mercado livre, entendemos ser necessário também que se discuta a implementação de comercializador de último recurso. Novamente, ressaltamos que a distribuidora deve se concentrar na sua atividade fim, e por isso, é incabível o recente entendimento que tem surgido nas publicações e discussões do setor, de distribuidora-comercializadora, que atuaria como último

recurso para clientes que não migram para o mercado livre.

V. POSSIBILIDADE DE RESCISÃO DE CCEAR-D COM CVU ALTO

O novo desenho de modelo setorial proposto na consulta pretende priorizar os contratos por quantidade em relação aos contratos por disponibilidade. Nesse sentido, e visando tornar os custos de energia mais eficientes e a matriz energética brasileira mais limpa, coloca-se a possibilidade de rescindir os contratos de disponibilidade com térmicas de Custo Variável Unitário - CVU mais alto, mediante negociação com os geradores em questão.

A rescisão dos contratos de tais usinas, além de reduzir os custos com compra de energia das distribuidoras – e, portanto, os custos a serem repassados para o consumidor -, seria uma medida chave para uma redução de parte das sobras de energia do sistema, que deve atingir o auge em 2019, com 18,3 GW médio, de acordo com estimativas do mercado, e que deve aumentar com a ampliação da elegibilidade ao mercado livre.

Adicionalmente, térmicas com alto CVU costumam utilizar combustíveis fósseis, tais como carvão e óleo, sendo, portanto, altamente poluentes e danosas ao meio ambiente. Desse modo, a rescisão desses contratos contribui também para o atingimento das metas de redução de emissões de CO₂ assumidas pelo país.

É necessário, no entanto, realizar análise cuidadosa em termos de segurança de suprimento, para garantir que a desconstrução dessas usinas não prejudique a segurança de suprimento no médio e no longo prazo. Além disso, uma vez que eventual rescisão deverá ocorrer mediante pagamento de indenização aos geradores, sugerimos avaliar o direcionamento de parte dos recursos provenientes da descotização para suportar o processo de desconstrução dessas térmicas, como forma de equilibrar os custos intrassetorialmente, e evitar aumentos expressivos de tarifas ao consumidor cativo.

Pelos motivos expostos, posicionamo-nos a favor da aplicação dessa proposta, visando uma matriz elétrica brasileira mais limpa e custos de geração mais eficientes, uma vez avaliadas as questões de segurança de suprimento para o sistema.

VI. EQUALIZAÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA, “DESCOTIZAÇÃO” E ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE

Dentre as propostas colocadas pela Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, há diversas medidas que impactam diretamente a tarifa de energia elétrica, especialmente na parcela relacionada a compra de energia e encargos, não gerenciáveis pelas distribuidoras.

As principais mudanças nesse âmbito são a equalização do preço médio de compra de energia, a revogação do regime de cotas para aumentar a liquidez do mercado (“descotização”), ambas relacionadas a compra de energia, e a antecipação da convergência da CDE, cuja “convergência divergente” pode ser observada abaixo nas Figuras 3 e 4.

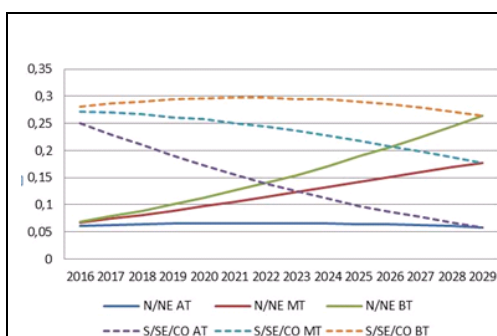


Figura 3: Trajetória atual da convergência da CDE, prevista para finalizar em 2030.

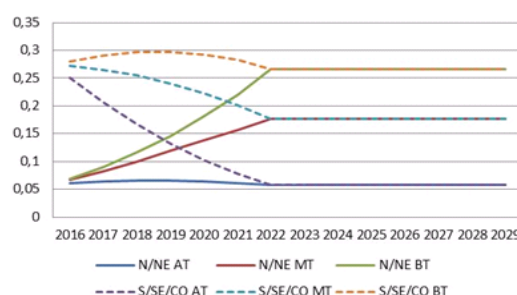


Figura 4: Trajetória da convergência da CDE conforme proposta da consulta pública, prevista para finalizar em 2022.

Todas essas propostas têm efeitos tarifários relevantes, ocasionando, em conjunto, efeitos discrepantes entre as companhias. Os aumentos tarifários mais expressivos tendem a se concentrar especialmente nas distribuidoras das

regiões Norte e Nordeste. Considerando que tais regiões apresentam conjuntura socioeconômica fragilizada, há que se considerar os riscos que aumentos tarifários relevantes e abruptos representam para os níveis de inadimplência e perdas não técnicas, por exemplo, das companhias.

A equalização do preço médio de compra de energia, à primeira vista, pareceria lógica e desejável. Ocorre que o impacto desta medida recai especialmente sobre concessões cujo contexto socioeconômico é mais frágil. Assim, embora nós defendamos que a tarifa não seja o berço de políticas públicas não relacionadas ao setor, entendemos que tal impacto pode trazer mais prejuízos que ganhos, e portanto, deve ser repensado, ou pelo menos aplicado de forma sustentável, com uma transição de longo prazo.

Especificamente em relação à CDE, além da antecipação da convergência do encargo, há que se apontar também a questão do rateio do valor total entre os diferentes níveis de tensão. Atualmente, as alta e média tensões são beneficiadas ao pagar somente 1/3 e 2/3 da CDE, respectivamente, restando à baixa tensão, ou seja, aos consumidores residenciais, em sua maioria, arcar com maior peso deste encargo. Tal medida cria um incentivo oculto na tarifa de energia à alta tensão, que vai contra os princípios de transparência e redução de subsídios via tarifa de energia da própria consulta. Entendemos que, para honrar com os princípios do aprimoramento do marco, há que se deixar claro o que se pretende com tal construção, qual a política pública envolvida e seus objetivos.

Deste modo, consideramos de suma importância analisar os efeitos tarifários das medidas propostas e que, caso sejam essas medidas essenciais, que seja aplicada uma trajetória para diluir os efeitos decorrentes das propostas, de modo a minimizar riscos e incertezas devido às mudanças legais e regulatórias alheias à gestão das distribuidoras, e também a revisão do incentivo oculto à alta tensão via rateio da CDE.

VII. SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

A separação de lastro e energia é um tema que já tem transitado pelo setor há algum tempo. A grande maioria dos mercados elétricos do mundo adota modelos com essa configuração, que permite a consolidação de um mercado dinâmico e eficiente da energia como *commodity*.

Apoiamos a consolidação de um mercado de lastro com um agente centralizador da contratação da expansão do sistema via leilões, pois entendemos que é um modo de garantir um planejamento centralizado efetivo do sistema, com rateio dos custos via encargo aos consumidores. Dentro deste novo modelo, é necessário destacar alguns pontos de atenção.

Primeiramente, é essencial determinar com clareza o destino dos contratos legados. Dentro do princípio de estabilidade e respeito aos compromissos já firmados, entendemos que as condições dos contratos legados devem ser mantidas até o fim dos mesmos, evitando possíveis imbróglis judiciais e incertezas para investidores consolidados. Dessa forma, coexistiriam durante um período contratos legados e contratos novos, com regras bem definidas para os novos investimentos já no novo modelo de negócio.

Em segundo lugar, há que se pensar nos parâmetros de contratação de lastro novo e lastro existente. Para a contratação de lastro novo, que envolve a questão da expansão do parque gerador, entendemos que pertence à esfera da política pública, determinada pelo poder concedente, que deve considerar certos atributos para definição da matriz a ser planejada. Já para o lastro existente, há que se criar uma metodologia para remuneração das usinas para assegurar sua viabilidade após a amortização dos investimentos, uma vez que se opera no sistema de despacho centralizado.

É preciso também endereçar a questão do *missing money*, e determinar a metodologia mais adequada para precificar o lastro, observando quanto da remuneração dos geradores será recebida de forma fixa via lastro, e quanto será recebida de modo variável pela venda de energia, de modo a garantir a sustentabilidade econômico financeira do gerador e endereçar a questão da receita inframarginal da geração.

VIII. FORMAÇÃO DE PREÇOS E OPERAÇÃO

O intuito de aprimorar a formação de preços e a operação do sistema é de fundamental importância. Para que o mercado funcione de modo eficiente, refletindo os custos de operação e a correta alocação de tais custos, é primordial que a formação de preços seja transparente e aderente à operação do sistema.

Entretanto, pela ótica da previsibilidade e estabilidade regulatória e legal, a abertura de possibilidade de mudanças muito drásticas sem determinar um plano claro e sem análises dos impactos das ações pode gerar inseguranças jurídicas e regulatórias, e dificultar que se atinjam os objetivos de destravamento e dinamização do mercado.

Nesse sentido, entendemos que a abertura da possibilidade de mudança de modelo de formação de preços de otimização centralizada para oferta de preços depende de um amplo e aprofundado estudo prévio. O sistema elétrico brasileiro possui características muito peculiares, sem paralelo em outros lugares do mundo (dimensões continentais, predominância e dependência da fonte hidráulica etc.), o que reforça a necessidade de que se tenha um desenho muito bem estudado para se aventar a possibilidade de mudança.

O mesmo ocorre para a abertura da possibilidade de exclusão do MRE, que pode afetar sobremaneira a relação de risco dos agentes de geração, podendo comprometer a sustentabilidade econômica financeira de alguns deles e, em última instância, podendo colocar em risco a própria segurança do sistema.

Dessa forma, tendo em vista o princípio de se garantir previsibilidade e estabilidade regulatória e não se colocar em risco a segurança de suprimento, pilar fundamental do setor, nos posicionamos favoravelmente à realização de um estudo aprofundado sobre os temas em questão antes da abertura de qualquer possibilidade de mudança.

IX. REDUÇÃO NOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A centralização transacional para a geração é um dos pontos tratados pela proposta do novo marco do modelo setorial. A grande questão a ser discutida neste ponto é a de unificação ou não dos preços de energia das distribuidoras. Segundo os princípios da própria consulta pública em tela, as decisões individuais sob sinalização econômica adequada costumam resultar em mercados mais eficientes.

Entendemos que o aspecto da unificação de preços de compra de energia deve ser avaliada com bastante cautela, visto que devido à dispersão de preços entre as distribuidoras, um ajuste abrupto desse parâmetro pode ocasionar aumentos tarifários significativos nas tarifas de algumas distribuidoras, com reflexos nocivos para empresas e consumidores.

Dessa forma, em princípio defendemos que as medidas propostas para aprimoramento do modelo setorial não promovam uma unificação dos preços de compra de energia entre as distribuidoras, devido aos efeitos mencionados. No entanto, caso se opte por essa unificação, entendemos que se faz necessário quantificar tais impactos e escaloná-los no tempo, para que estes sejam diluídos, de modo a proporcionar uma transição minimamente sustentável.

Além disso, é importante que a centralização da compra de energia seja precedida de análise relativa às necessidades de aprimoramento dos mecanismos de garantias de recebimento por parte do gerador, inadimplência no mercado de curto prazo e dos eventuais riscos decorrentes de questões judiciais.

X. SUBSÍDIOS A FONTES INCENTIVADAS

A orientação da Nota Técnica para este tema é estabelecer datas para o

fim do subsídio às fontes incentivadas e mudar seu formato. Atualmente, observa-se que muitas das fontes incentivadas tornaram-se competitivas no mercado, sendo capazes de concorrer com fontes historicamente mais baratas, como é o caso da hidráulica.

Entendemos que é razoável limitar a vigência do subsídio via desconto das tarifas de uso para geração e carga aos contratos existentes, pois tal formato de incentivo gera distorções de mercado e assimetria entre consumidores do Ambiente de Contratação Regulado e do Ambiente de Contratação Livre. Assimetria essa que poderia ser ampliada num cenário de expansão da liberalização.

A proposta também cumpre com o princípio de respeito às condições dos contratos existentes, ou seja, provê estabilidade aos contratos já estabelecidos a partir das condições do benefício às tarifas de fio, o que é bastante positivo.

Para os contratos novos, haverá subsídio até 2030, porém na forma de um prêmio valorado a partir da geração efetiva das usinas, o que é um sinal favorável à consolidação das renováveis na matriz brasileira e para o sistema como um todo, que experimentará redução de subsídios, promovendo efficientização dos custos sistêmicos.

É preciso, entretanto, que a eliminação dos subsídios ocorra de maneira isonômica para todas as fontes renováveis, evitando distorções não desejáveis de mercado.

O mesmo se aplica, sem dúvida, a subsídios ocultos, ou não transparentes. Por exemplo, caso o fim dos subsídios declarados a fontes incentivadas ocorra sem a retirada do *net metering* para a micro e mini geração distribuída, poderíamos dizer que haveria um incentivo às fontes renováveis descentralizadas em detrimento das centralizadas. Dessa maneira, para atender aos objetivos aqui pretendidos, deve-se não apenas promover a extinção gradual dos subsídios às fontes renováveis, como também adotar a tarifa binômica e promover a extinção do *net metering*.

XI. DESJUDICIALIZAÇÃO

O mercado de energia elétrica brasileiro vive uma conjuntura de inadimplência setorial que se acumula desde meados de 2015. Na liquidação do mercado de curto prazo de junho de 2017, aproximadamente 66% dos valores contabilizados, ou seja, o equivalente a R\$ 2,09 bi, está sob efeito de liminares, contribuindo para os níveis de inadimplência no mercado.

Frente a tal cenário, é fundamental que o novo marco do setor contemple o bom funcionamento do mercado, promovendo medidas que visem a solução efetiva das questões pendentes de resolução, como por exemplo os custos com GSF dos agentes que não repactuaram o risco hidrológico à luz da Resolução Normativa nº 684 de 2015 da ANEEL. A proposta da consulta pública de retirada das liminares através da contrapartida da extensão do prazo de outorga das usinas afetadas parece ser razoável e não imputa custos adicionais para os consumidores.

Nessa mesma linha, entendemos que se deve endereçar também as demais questões que estão sob disputas judiciais, como de liminares relativas à CDE e de processos envolvendo a indenização das transmissoras.

XII. O PAPEL DO GESTOR DE REDES E RECURSOS DISTRIBUÍDOS

O sistema elétrico está evoluindo de um modelo unidirecional baseado na geração centralizada para um sistema mais descentralizado e multidirecional no qual os recursos energéticos distribuídos, o armazenamento de energia e outras tecnologias emergentes virão a desempenhar um papel relevante no fornecimento de eletricidade e serviços aos clientes.

A conectividade proporcionada pela rede, por integrar geração e consumo de uma forma global, direciona os investimentos para garantir o fornecimento elétrico e aumenta a eficiência do sistema. A conexão com a rede permite o desenvolvimento adequado tanto dos recursos energéticos distribuídos como

dos centralizados.

A distribuidora deverá atuar como gestora de redes e recursos distribuídos (ou, no termo em inglês, como *distribution system operator* - DSO), sendo responsável por aportar investimentos e implementar recursos inovadores que proporcionem ao sistema uma rede robusta, interligada, supervisionada, automatizada, inteligente e que gere uma massa de dados que permitirá o desenvolvimento de modelos preditivos a serem utilizados na gestão e operação da rede elétrica. Com esses novos atributos, será possível colher ganhos nos indicadores de continuidade e qualidade do serviço ao identificar mais assertivamente problemas na rede, definir eficientemente as melhores estratégias de manobras e utilizar informações mais precisas para o controle de tensão. Possibilitar-se-á a postergação de investimentos a partir do aproveitamento de recursos e armazenamento distribuídos, gestão ativa da demanda dos consumidores e melhor alocação dos investimentos na rede. Complementarmente, como mencionado no capítulo referente à Tarifa Binômia, a implantação de medição inteligente proporcionará a granularidade das tarifas e um benefício coletivo pela adequada alocação de custos do sistema.

Tal integração propicia à distribuidora prover ferramentas de *demand response* aos consumidores, que se tornam agentes ativos na gestão da rede junto à distribuidora, e, portanto, podem ter à sua disposição serviços inteligentes, capazes de atuar positivamente em termos de eficiência energética e controle da própria carga.

Nesse contexto, entendemos ser essencial o incentivo à modernização do sistema de redes para que o potencial das novas tecnologias seja aproveitado ao máximo por todos os agentes do setor elétrico, especialmente o consumidor.

Entendemos que a velocidade da mudança é diretamente proporcional ao incentivo regulatório. Desse modo, entendemos que o aprimoramento do marco regulatório aqui debatido deve considerar que:

-
- **As tarifas devem ser baseadas no uso da rede (potência e energia), sem diferenças entre clientes e tipos de uso:** dada a importância do papel da rede como catalisadora das novas tecnologias no setor, as tarifas de rede devem ser modernizadas de tal forma que se identifiquem e avaliem os custos reais nos quais incorre cada tipo de cliente conectado à rede, evitando subsídios cruzados e enviando os sinais corretos aos usuários.
 - **É imprescindível a implantação de medição inteligente:** a tarifação descrita no item anterior torna-se viável com a medição inteligente. Ainda que atualmente o custo do medidor possa parecer uma barreira à sua implantação massiva, a medição inteligente proporciona uma série de eficiências na operação da distribuidora que se reverterá em modicidade tarifária. Além disso, se aliado à modernização da regulamentação comercial, essas eficiências podem ser aumentadas. Também é importante deixar claro que há significativa diferença entre decisões individuais de instalação de equipamentos inteligentes, nas quais o benefício de fato se configura como individual, e uma decisão centralizada de implementação geral que segue uma lógica de efficientização da operação para o sistema como um todo, proporcionando assim benefícios coletivos tanto no quesito qualidade quanto no de empoderamento do consumidor na gestão da própria demanda.
 - **Demand response deve ser permitida:** Se os usuários novos e existentes da rede tornam-se flexíveis, a capacidade, o uso e o custo da rede podem ser otimizados. Os usuários da rede poderão decidir se são "fírmes", "flexíveis" ou uma combinação de ambos, e eles podem rever sua decisão ao longo do tempo. A medição inteligente e os recursos de uma rede inteligente vão empoderar o cliente e tomar suas decisões baseadas em informações em tempo real. Por exemplo, um shopping center pode aumentar ligeiramente a temperatura de seus ambientes em um momento de preços mais altos. Para isso, é necessário rever e adaptar os regulamentos de planejamento, conexão e operação da rede para adaptação a esta

nova situação, bem como definir os mecanismos regulatórios necessários para desenvolver a flexibilidade.

- **O novo papel da distribuição exige um aprimoramento dos esquemas de remuneração:** O modelo de remuneração tradicional da distribuição deve ser complementado por componentes de remuneração que incentivem o máximo aproveitamento de medidores e redes inteligentes, geração distribuída, gerenciamento da demanda e outros serviços energéticos distribuídos. O maior risco derivado deste tipo de investimentos em elementos e tecnologias inovadoras também deverá considerado nos parâmetros de remuneração dos ativos. Não é a mesma coisa investir em redes e instalações com uma vida útil de 40 anos e em equipamentos de software, hardware e tecnologias inovadoras, de vida útil mais curta. Atualmente, os investimentos realizados pelas distribuidoras são considerados somente quando da revisão tarifária, até quatro anos depois de sua execução, e já depreciados. Isso implica perda de remuneração no período intratarifário e reconhecimento tarifário de um valor menor do que realmente foi investido. Portanto, entendemos que para promoção da sustentabilidade do setor e de um ambiente que possa extrair o maior valor possível das novas tecnologias, é preciso que a regulação acompanhe tais movimentos também no quesito remuneração.
- **Mecanismos de compensação de energia geram ineficiências:** historicamente, o principal objetivo do *net metering* tem sido estimular inicialmente a adoção de recursos energéticos distribuídos. Contudo a experiência internacional mostrou que as práticas de *net metering* devem ser descontinuadas ou modificadas, por terem se provado insustentáveis.
- **Modernização da regulamentação comercial:** As relações comerciais em um mundo digitalizado exigem o destravamento de algumas obrigações hoje existentes que futuramente não serão mais necessárias, como por exemplo, a necessidade de atendimento presencial.

-
- **O papel do armazenamento deve ser reconhecido:** O armazenamento de eletricidade pode fornecer serviços aos operadores de rede, tanto de transmissão como de distribuição, pois é uma ferramenta versátil para resolver restrições de rede e servir como um possível substituto para reforços de rede. O uso de armazenamento pelos gestores de redes e de recursos distribuídos melhoraria o atingimento dos requisitos de qualidade, continuidade e segurança do suprimento e com custos mais eficientes. Esses gestores de redes e recursos distribuídos são agentes neutros em relação ao mercado de fornecimento de eletricidade, uma vez que este não é *core* de seu negócio. Como tal, o acesso aos serviços prestados por armazenamento pode ser obtido por operadores de rede de terceiros por mecanismos competitivos baseados no mercado. O armazenamento pode ser desenvolvido, de propriedade e operado por agentes do mercado que competem para oferecer aos operadores de rede os serviços que eles exigem. No entanto, regras devem ser desenvolvidas para permitir que os operadores de rede promovam a flexibilidade de armazenamento, como ao sinalizar quais são os locais ótimos na rede para colocação de armazenamento. Paralelamente, os usuários da rede estão se tornando mais ativos, flexíveis e melhor preparados para escolher entre mais opções do que tradicionalmente.

XIII. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Resta claro que aprimoramentos são necessários no setor elétrico, e a proposta da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE é eficiente em endereçá-los. Alguns são mais urgentes, como a **solução para a judicialização** setorial que imobiliza as operações de mercado com cifras astronômicas sendo discutidas pelos agentes. Outros são imperativos para a criação de um ambiente de mercado com **sinais econômicos adequados** e **sem subsídios ocultos**, como a **implantação imediata da tarifa binômia** para a micro e mini geração distribuída.

No aprimoramento do marco setorial, é imprescindível se ater aos **princípios fundamentais** que nortearam a reestruturação do setor elétrico em 2003/2004, consubstanciados na Lei 10.848 de 2004 que substituiu a MP 144/2003: **segurança do suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento**. Esses aspectos do modelo atual foram fundamentais para manter o funcionamento, competitividade, e atratividade do setor, e tem servido como inspiração na remodelação ao modelo europeu.

Além disso, a **transição entre modelos** deve garantir a **estabilidade e bom funcionamento** do setor. Nesse sentido, o **calendário de liberalização deve, inevitavelmente, estar conciliado com o calendário de separação de lastro e energia**, para evitar desequilíbrios onerosos ao setor. Isso garante que o mercado livre também se responsabilize pela expansão do sistema, suportando o pilar fundamental de garantia do suprimento. Ademais, é necessário **garantir que a distribuidora seja economicamente e financeiramente neutra em relação à contratação de energia**, neste contexto de ampliação da elegibilidade ao mercado livre.

Reforçamos também a necessidade de se manter em um horizonte visível a “visão do todo”. Em outras palavras, a atual proposta endereça em muitos casos o que se pretende mudar, mas é tão importante quanto saber aonde se quer chegar e como chegaremos lá. Assim, o **destravamento legal sem uma proposta concreta** claramente definida **poderia implicar certa dose de instabilidade das regras**, e alguma dose de imprevisibilidade quanto ao futuro ambiente de negócios.

Adicionalmente, em nome da transparência no processo de aprimoramento do marco regulatório do setor, entendemos ser essencial a **inclusão de estudos que contemplem estimativas de impactos tarifários** das medidas propostas, **atreladas aos custos e benefícios envolvidos nos processos**, uma vez que, em última instância, as mudanças serão suportadas pelos consumidores via tarifas. Isso se aplica, porém sem se limitar, às propostas relativas à equalização de preços de compra, descotização, antecipação da convergência da CDE e outras medidas que acarretem impactos tarifários, bem como para alterações extremamente profundas, como

do modelo de despacho e formação de preços e separação entre lastro e energia.

Por fim, destacamos alguns pontos que entendemos que devem ser endereçados, seja na presente reforma legal, seja em regulamentação futura:

- **Novos papéis** devem ser discutidos para os agentes. Em nossa visão, as distribuidoras terão papel fundamental na viabilização das mudanças setoriais evolutivas e na realização das transformações disruptivas esperadas no setor. Para tanto devem se concentrar na gestão de rede e recursos distribuídos e na operação de um sistema elétrico evoluído.
- É muito mais **importante consolidar o papel de distribuidora que faz gestão de rede e recursos distribuídos** do que discutir uma eventual atuação de distribuidora-comercializadora. Este é o momento de se redefinir papéis, e os agentes devem cada vez mais se especializar no que é o seu *core business*.
- Os **esquemas remuneratórios** de distribuição também devem ser modernizados e os parâmetros de remuneração tradicionais devem ser completados com novos incentivos que possibilitem a modernização da operação da rede.
- A **medição inteligente** é fundamental para a transformação do setor. Sua implementação deve ser coordenada pela distribuidora, levando em consideração a maximização de eficiência para o consumidor.
- As relações comerciais em um mundo digitalizado pressupõem a **modernização da regulamentação comercial**, para repensar algumas obrigações hoje existentes que futuramente não serão mais necessárias, como por exemplo, a necessidade de atendimento presencial.
- Quanto à modernização das regras que regem a atuação de **micro e mini geração distribuída**, também é necessário promover a penetração desses ativos de forma inteligente, com foco no benefício coletivo (melhor alocação na rede, etc).

Assim, colocamo-nos à disposição para a ampla discussão das matérias aqui desenvolvidas, visando o desenvolvimento sustentável do setor elétrico por meio do exercício de seus princípios fundamentais: garantia de suprimento, modicidade tarifária e universalização do atendimento.