

Perspectivas das partes interessadas no processo de reforma tarifária das distribuidoras de energia elétrica

PREPARADO PARA



PREPARADO POR:

The BRATTLE Group **QUANTUM**

Ryan Hledik	Fernando Damonte
Ahmad Faruqui	Carlos Morosoli
Nicole Irwin	Elías P. Curi
Kathryn Haderlein	Daniel König
	Matias Labeledz

Versão Final

02 de agosto de 2019



THE **Brattle** GROUP
QUANTUM

Conteúdo

I.	Introdução.....	2
II.	Iniciativas comuns de reforma tarifária das distribuidoras de energia elétrica	6
III.	Perspectivas das partes interessadas	14
	i. Descrição das partes interessadas no setor elétrico de América de Norte e Outros Jurisdições Internacionais	14
	ii. Descrição das partes interessadas no setor elétrico do Brasil.....	18
IV.	Argumentos e Contra-argumentos.....	20
	i. Argumentos e Contra-argumentos no setor elétrico de América de Norte e Outros Jurisdições Internacionais	20
	ii. Argumentos e Contra-argumentos no setor elétrico brasileiro	28
	Debate em introduzir tarifas considerando a demanda.....	29
	Debate em converter a tarifa volumétrico variante no tempo	30
	Debate da substituição do NEM (Net Energy Metering) pelo método “Net Billing” – Geração Distribuída.....	33
V.	Transição para novos desenhos	36
VI.	Referências.....	40

Esclarecimento: Este trabalho foi desenvolvido pelas empresas The Brattle Group e Quantum. Brattle desenvolveu a abordagem internacional sobre o entendimento dos principais motivadores das partes interessadas nos processos de reforma tarifária. Por outra parte Quantum desenvolveu a abordagem nacional complementando o trabalho com o posicionamento das partes interessadas análogas no Brasil.

I. Introdução

Em muitos países, a estrutura básica das tarifas de distribuição residencial permaneceu relativamente inalterada durante décadas. Os custos do sistema de distribuição - incluindo os postes, fios, transformadores e subestações necessárias para o fornecimento de eletricidade, bem como a operação e manutenção deste sistema - têm sido amplamente recuperados através de uma tarifa simples que inclui um termo fixo e um termo variável de acordo com volume consumido.

No entanto, a relação do consumidor com o sistema de distribuição está mudando. Em alguns casos, em que os consumidores estão a instalar a geração distribuída (GD), como os painéis solares nos telhados. Isto reduz a quantidade líquida de eletricidade que os consumidores utilizam da rede e introduz também a possibilidade de fornecer eletricidade à rede. Além disso, a implantação de medidores inteligentes acabará por permitir a implantação de novas estruturas tarifárias que não eram anteriormente viáveis para os pequenos consumidores (mas que têm sido utilizadas para os grandes consumidores comerciais e industriais desde há muitos anos). A adoção de veículos elétricos (VE), o armazenamento distribuído de energia (como as baterias) e os aparelhos inteligentes estão também a alterar a relação entre o consumidor e a rede elétrica.

Como prova adicional da importância desta questão, a Comissão Europeia publicou um relatório de quase 700 páginas sobre o estado do desenho das tarifas de distribuição nos países europeus¹. Nos EUA, na Austrália e na Nova Zelândia, as atividades de reforma tarifária estão acontecendo ativamente, em especial nas regiões com elevados níveis de adoção da GD.

A alteração do desenho da tarifa poderia potencialmente oferecer muitos benefícios neste novo ambiente. Poderia ajudar a incentivar a adoção eficiente de tecnologias energéticas emergentes economicamente viáveis, melhorando simultaneamente a equidade na recuperação dos custos, através de tarifas que estejam mais estreitamente alinhadas com os custos do sistema. Mas, embora haja um impulso crescente em direção à reforma tarifária para os consumidores residenciais, as perspectivas das partes interessadas sobre a melhor maneira de avançar são muito variadas. De acordo com um estudo, "Rate design, net metering, and distributed solar ownership are among the most contentious on-going renewable energy policy issues."^{2,3}

¹ RefE, Mercados, and Indra, "Study on Tariff Design for Distribution Systems," prepared for the European Commission Directorate-General for Energy, 28 de janeiro de 2015.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF

² Benjamin Inskeep, et al., "The 50 States of Solar," prepared by the NC Clean Energy Technology Center and Meister Consultants Group."

https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50-States-of-Solar-Q3-FINAL_25.pdfhttps://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50-States-of-Solar-Q3-FINAL_25.pdf

³ Possível tradução em português "O desenho das tarifas, a medição líquida e a propriedade da geração solar distribuída estão entre as questões mais controversas da política de energia renovável em curso".

No caso da situação do Brasil, a modernização do modelo tarifário começou a receber especial atenção na década de 1980. Algumas medidas como a implantação de modalidades horo-sazonais focalizadas nos grandes consumidores de energia elétrica permitiram a introdução de um sinal econômico para os grandes consumidores de energia, incentivando-os a consumir durante períodos do dia de menor sobrecarga do sistema.

Com o desenvolvimento econômico e tecnológico recente, o número de eletrodomésticos e equipamentos que demandam energia elétrica nas residências teve um grande aumento, fazendo com que este setor alcançasse patamares de consumo de aproximadamente um terço da energia gerada no país⁴.

A curva de carga diária típica de uma residência no Brasil, está composta por algumas cargas não gerenciáveis, como a geladeira e freezer, devido ao fato de que as mesmas permaneçam ligadas ao longo de todo o dia e, outras gerenciáveis como a iluminação ou televisão, porque são habitualmente utilizadas em determinados horários.

Particularmente no caso do Brasil a demanda no período da madrugada é composta principalmente pelo ar-condicionado e nas primeiras horas do turno da manhã e da noite, pelo aumento da demanda com a utilização do chuveiro.

Devido ao fato de que dentro do conjunto de consumidores atendidos pelo sistema elétrico existe uma grande diversidade de níveis de potência e energia consumida, foi necessário organizar os consumidores em dois grupos com a finalidade de realizar uma tarifação. O “Grupo A”, composto pelas unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV e, o “Grupo B”, composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV onde estão localizados os clientes residenciais, rurais, comerciais e iluminação pública.

Para o cálculo tarifário, a Receita Requerida para a obtenção do valor da tarifa se encontra composto por:

$$RR = VPA + VPB$$

Onde:

- RR: Receita Requerida;
- VPA: Valor da Parcela A, parcela que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive a geração própria, além dos encargos setoriais;
- VPB: Valor da Parcela B, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes.

⁴ Nota Técnica nº 362/2010 SRE-SRD/ANEEL: Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. Item 88. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é formada de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:

- TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:
 - TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis;
 - TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: remuneração dos ativos; quota de reintegração regulatória (depreciação); e custo de operação e manutenção.
- TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de Reserva Global de Reversão, Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Conta de Consumo de Combustíveis, Conta de Desenvolvimento Energético e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
- TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com Perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas e, perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

Atualmente, o grupo A tem uma tarifa binômia, ou seja, é considerado o consumo de energia e a potência máxima utilizada. Já os consumidores do grupo B, possuem uma tarifa monômia, isso implica na medição e faturamento apenas do consumo de energia.

Para os consumidores do grupo A existem duas modalidades tarifárias disponíveis. A tarifa horo-sazonal verde caracterizada por tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia de consumo de energia elétrica e de demanda de potência e a tarifa horo-sazonal azul caracterizada por tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia de consumo de energia elétrica com uma única tarifa de demanda de potência.

A escolha da modalidade tarifária para os consumidores do grupo A é opcional para alguns consumidores e compulsória para outros. Para os consumidores que possuem tensão de fornecimento menor que 69 kV existe a possibilidade de escolha entre a THS Azul e a THS Verde. Já para os demais, a modalidade THS Azul é compulsória.

No grupo B a tarifação é mais simples pelo fato de ser monômia, ou seja, não há tarifação da demanda de potência, apenas do consumo de energia elétrica, o que torna a operação do processo de medição e faturamento menos complexo para as concessionárias.

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL⁵ nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Em 2015 a ANEEL regulamentou um sinal tarifário denominado “Bandeiras Tarifárias”. Esse sinal tem como objetivo valorar a tarifa de energia em função das condições de geração de eletricidade. No Brasil o custo da energia é diretamente afetado pelas condições meteorológicas. Quando há escassez de chuvas a geração hidrelétrica, que é considerada de baixo custo deixa de produzir o esperado e há necessidade de despacho das termoeletricas, que possuem um custo de geração mais elevado. As bandeiras são as seguintes:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia.
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração.

Logo apareceu a Tarifa Branca, disponível a partir do ano 2018, mas ANEEL iniciou a discussão em 2010 com a Resolução Normativa nº 414, na qual o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia, dentro da área de concessão, em três horários:

- Ponta (aquele com maior demanda de energia),
- Intermediário (geralmente, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta);
- Fora de ponta (aquele com menor demanda de energia).

Atualmente está em processo de debate e análise a incorporação da tarifa baseada na demanda, também chamada tarifa binômia.

O objetivo deste estudo foi resumir as posições tomadas por vários agentes sobre as propostas de serviços públicos para modificar os desenhos tarifários. Foram discutidos argumentos contra as propostas de serviços públicos apresentadas pelas partes interessadas no processo e apresentaram-se contra-argumentos relevantes para esses pontos. O estudo conclui com propostas para avançar com a reforma das tarifas de distribuição de modo a resolver as preocupações das partes interessadas, ao mesmo tempo em que busca atingir os objetivos de alinhar melhor o desenho das tarifas com a estrutura de custos da empresa de serviços públicos subjacente.

Este estudo é baseado em observações de entrevistas e contato pessoal com grupos de consumidores, grupos ambientalistas, desenvolvedores de energia solar, funcionários de comissões reguladoras, concessionárias e outros agentes da indústria na América do Norte e em outras jurisdições internacionais, com o objetivo de contrastar com a situação atual no setor de energia elétrica do Brasil. Esse é ainda complementado com informações adquiridas durante a

⁵ ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

participação em muitos eventos da indústria ao longo dos últimos anos que abordaram especificamente a reforma tarifária residencial. Além disso, no estudo foram revisadas coberturas recentes da mídia, publicações e artigos sobre o tema. O resultado da pesquisa é uma rica e crescente coleção de opiniões sobre as vantagens e desvantagens das opções emergentes de reforma tarifária.

II. Iniciativas comuns de reforma tarifária das distribuidoras de energia elétrica

Com base na nossa revisão das propostas de reforma tarifária das empresas de serviços públicos – incluindo nossa experiência a prestação de apoio regulatório às concessionárias em vários desses casos - identificamos as principais opções de reforma tarifária que normalmente estão sendo propostas ou consideradas pelas concessionárias de distribuição.

Transferir a cobrança das receitas para tarifa fixa ou Flat Rate

Conta Mínima

A maioria das tarifas residenciais atualmente oferecidas em todo o mundo inclui um termo fixo modesto (por vezes designada por taxa de cliente ou taxa de serviço mensal). Embora a dimensão do termo fixo seja geralmente coerente com a dimensão dos custos fixos de consumo, como a medição e faturamento, ela geralmente não leva em conta os custos da capacidade de distribuição. As propostas para aumentar o termo fixo têm-se tornado cada vez mais comuns.

Uma variação de um encargo mensal fixo mais alto é uma conta mínima. A conta mínima garante que todos os consumidores pagarão um montante mínimo por mês. Por exemplo, com uma fatura mínima de 40 USD/mês, um consumidor cuja fatura teria sido de USD 30 sob a tarifa existente para um determinado mês seria faturado USD 40 por esse mês. Em um mês diferente, se a fatura do consumidor sob a tarifa existente fosse de USD 60, então o recurso de fatura mínima não seria relevante e sua fatura permaneceria inalterada. A teoria é que o valor mínimo da fatura pode ser associado ao custo médio do consumidor de usar a rede e, portanto, garantir que o valor seja recuperado mensalmente. Contas fixas são outra variação. Com uma conta fixa, a fatura total do cliente é definida no início do ano e não é alterada, independentemente do uso do cliente naquele ano.

Há muitos exemplos nos serviços públicos que recentemente aumentaram a tarifa fixa⁶. De acordo com um estudo recente, nos EUA houve 90 decisões regulatórias relacionadas a propostas de concessionárias para aumentar a tarifa fixa das tarifas residenciais. Dessas, 51 receberam um aumento parcial e 11 receberam o aumento total solicitado. Em muitos casos, as concessionárias solicitaram aumentos modestos na tarifa fixa, passando a refletir mais plenamente os custos fixos

⁶ NC Clean Energy, “The 50 States of Solar,” 2017 and 2018 Year in Reviews

da rede, mas não recuperando totalmente esses custos. Outro exemplo é Ontário, Canadá, que é uma concessão que passou da recuperação dos custos de distribuição através de uma tarifa volumétrica para a recuperação desses custos através da tarifa fixa.

No Brasil, existe a taxa mínima pelo uso da energia elétrica, também chamada custo de disponibilidade ou consumo mínimo, que é um valor fixo cobrado pela concessionária para disponibilizar o serviço e, mesmo não haja nenhum consumo deve ser paga para a energia estar disponível. As principais desvantagens desta opção têm a ver com: (i) a maior incidência de impostos de circulação de mercadorias (ICMS) sobre uma fatura mínima com consumo inferior ao faturado, o que pode gerar ações judiciais por organismos de controle tais como o Ministério Público Federal, (ii) não consegue corrigir os subsídios cruzados atuais na responsabilidade no uso da capacidade do sistema entre consumidores.

Preço variável fixo

Uma das vantagens é o alto índice de aceitação pelos consumidores, que preferem um preço “ex ante” comparado a um preço determinado conforme o consumo, pois esse oferece um custo garantido.

O método de cálculo dessa modalidade é bastante direto e simples e não possui distinção horária. O valor parcial da fatura nesta modalidade pode ser calculado multiplicando o consumo medido pela tarifa de consumo:

$$VPF = TE \times CM$$

Onde VPF é o Valor Parcial da Fatura, TE é a Tarifa de Consumo de Energia e CM é o consumo de energia medido no período de faturamento. A parcela calculada pela equação acima é chamada de valor parcial da fatura, pois ainda incidem sobre ela encargos diversos do sistema elétrico e tributos federais e estaduais.

Atualmente é um dos tipos de tarifas aplicadas no Brasil, para os consumidores do grupo B, denominada tarifa convencional.

A maior desvantagem desta alternativa é que não permite sinalizar adequadamente a responsabilidade no uso da capacidade do sistema nem no horário do uso da mesma, mantendo, no caso do Brasil, os subsídios cruzados hoje existentes.

Introduzir tarifas baseadas na demanda

Um encargo ou tarifa de demanda é uma cobrança baseada na demanda de ponta de um consumidor durante um período de tempo especificado - normalmente o ciclo de faturamento mensal. Baseia-se normalmente na demanda máxima do consumidor em todas as horas do mês ou na demanda máxima durante as horas do mês em que a demanda da rede atinge a ponta. Como a maioria dos investimentos de capital na rede de distribuição é impulsionada pela ponta de

demanda, a ideia é que os encargos de demanda alinharem melhor o preço que os consumidores pagam com os custos que estão impondo ao sistema.

As tarifas de demanda têm sido amplamente utilizadas sob diversas formas (normalmente ao lado de tarifas fixas e variáveis) em tarifas comerciais e industriais durante a maior parte do século passado. No entanto, têm sido menos comuns para os clientes residenciais. Uma razão para isso é a falta de medição intervalada. No entanto, com a implantação global de medidores inteligentes, essa barreira está sendo rapidamente removida.

Nos EUA, as tarifas de demanda residencial são mais comumente oferecidas como uma opção de tarifa voluntária. A Arizona Public Service (APS) é uma concessionária que atingiu o maior número de adesão de tarifa baseada em demanda voluntária, com mais de 10% de seus clientes residenciais inscritos. A APS tem oferecido a tarifa aos clientes por muitos anos. O departamento de atendimento ao cliente da concessionária direciona os clientes para a tarifa quando se determina que é provável que eles experimentem economias de contas ao se inscreverem. Mais recentemente, tem havido uma tendência de tornar as tarifas baseadas na demanda obrigatórias para os clientes com geração de energia solar em telhados. A Westar Energy, uma concessionária no Kansas, EUA, recebeu recentemente aprovação regulatória para essa tarifa.

Um problema da tarifa atual para os consumidores do Grupo B (Baixa Tensão) no Brasil é ser essencialmente monômica, expressa em R\$/kWh, considerando assim unicamente o consumo de energia e não a demanda de potência.

Entretanto, uma mudança no modelo de faturamento dos consumidores de baixa tensão é um processo sensível, abrangente e impacta a maioria das unidades consumidoras do Brasil e possui um custo de implantação não desprezível. A proposta da Aneel sobre tarifa binômica, ora em discussão, afeta todas as distribuidoras de energia elétrica, concessionárias e permissionárias, bem como 89% das unidades consumidoras do Brasil: 73 milhões de unidades consumidoras residências, rurais, comerciais e industriais de pequeno porte. Pela sua característica, a Iluminação Pública estaria excluída do estudo. Quanto aos consumidores residenciais pertencentes a subclasse Baixa Renda, existe dúvidas sobre a possibilidade de aplicação diante do atual arcabouço legal, que deverão ser dirimidas na continuidade dos estudos sobre a matéria.

Fazer a tarifa volumétrica variável no tempo

A tarifa volumétrica pode ser modificada para incluir preços diferenciados pelo uso no tempo. Em geral, seria cobrado um preço mais elevado nas horas de ponta e um preço mais baixo nas horas fora das horas de ponta, refletindo a variação correspondente nos custos de capacidade de distribuição pelos períodos de ponta e fora de ponta. Isso melhoraria a eficiência econômica através de um melhor alinhamento dos preços com os custos e proporcionaria aos consumidores um incentivo para deslocar o consumo das horas de maior custo, reduzindo os custos do sistema e as faturas de eletricidade.

Tarifas variáveis no tempo podem assumir diversas formas. O mais comum é uma tarifa de tempo de utilização (TOU⁷), com o preço de ponta elevado e o preço mais baixo fora da ponta aplicando-se numa base diária previsível. Em uma segunda forma de determinação de preços variáveis no tempo, denominada preços de pico crítico (CPP⁸), o preço de ponta seria significativamente mais elevado em um número limitado de dias por ano (normalmente 10 ou 15), quando o sistema é mais suscetível de atingir a sua ponta, e menor durante todas as outras horas do ano. A natureza dinâmica de uma tarifa CPP permite que a concessionária responda em curto prazo a eventos inesperados de confiabilidade ou preços no sistema. Uma terceira forma de tarifas variáveis no tempo, chamada de desconto no horário de ponta (PTR⁹), é, de certa forma, a imagem espelhada de uma tarifa CPP. Isso proporcionaria aos consumidores um pagamento por reduções no consumo abaixo de uma linha de base pré-determinada durante os eventos de ponta. Uma quarta opção, a precificação em tempo real (RTP¹⁰), proporcionaria aos consumidores um preço horário ou sub-hora. Embora a RTP seja tipicamente usada para capturar a variação horária nos preços da energia, ela também poderia ser aplicada no nível do sistema de distribuição para refletir as restrições de capacidade do sistema de distribuição. Especialmente à medida que a quantidade de capacidade de geração intermitente a partir de fontes de geração eólica e solar aumenta, as restrições de capacidade do sistema de distribuição podem tornar-se menos previsíveis e, portanto, os projetos de tarifas que podem responder às condições reais do sistema (tais como RTP ou CPP) em vez de refletir padrões estáveis (tais como TOU) podem tornar-se mais valiosos.

A Grã-Bretanha é um exemplo de um país onde foram aplicadas tarifas variáveis no tempo para recuperar os custos de distribuição. Cerca de 13 % dos clientes residenciais estão inscritos na tarifa “*Economy 7*”, que é uma tarifa de tempo de uso para consumidores com armazenamento térmico. Na Califórnia, EUA todos os clientes serão obrigados a pagar as tarifas TOU nos próximos dois anos. Os benefícios dessa transição foram incluídos como parte dos casos de negócios de medição inteligente das concessionárias e comprovados através de uma série de projetos pilotos de preços, projetados para quantificar a resposta do cliente às novas estruturas tarifárias.

No Brasil, a tarifa variável no tempo também existe, sendo que atualmente se encontra disponível para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão uma tarifa volumétrica baseada no tempo de uso da energia elétrica chamada Tarifa Branca. As condições vigentes da mesma estão estabelecidas segundo a Resolução Normativa Nº 733 de 6 de setembro de 2016 e todas suas anteriores resoluções.

⁷ TOU: Time-Of-Use

⁸ CPP: Critical Peak Pricing

⁹ PTR: Peak Time Rebate

¹⁰ RTP: Real-Time Pricing

Essa resolução estabelece que a partir de 01 de janeiro de 2019 a opção está disponível para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão tanto para novas ligações como para as existentes com consumo acima de 250 kWh/mês e já a partir de 2020, para todos os consumidores de baixa tensão, sem restrição de consumo.

A Tarifa Branca reflete o uso da rede de distribuição de energia elétrica de acordo com o horário de consumo. Assim, quando o consumidor centraliza seu consumo no período fora de ponta, pode reduzir seus gastos com energia elétrica e, ao mesmo tempo, melhorar o fator de utilização das redes - o que reduz ou posterga investimentos.

A regulamentação vigente da tarifa branca determina os preços das tarifas ponta, intermediária e fora ponta com base na tarifa convencional homologada. O preço da tarifa fora ponta é determinado pela tarifa convencional multiplicado por um fator kz , que de acordo com a ANEEL, é definido pelo ponto de indiferença entre a tarifa branca fora ponta e a tarifa convencional e menor que a unidade, sendo que o fator incide apenas na componente transporte da TUSD.

O fator kz torna-se para o modelo atual o parâmetro de maior importância e a sua definição foi um fato de ampla discussão nas audiências públicas da ANEEL. Se o fator kz fosse muito próximo da unidade, isso implicaria na tarifa fora ponta muito próxima da convencional, dessa forma não haveria incentivo para a adesão dos consumidores à tarifa branca. Caso o fator fosse muito próximo de zero, a tarifa fora ponta seria muito atrativa, o que poderia impactar em um desequilíbrio econômico e financeiro para o caixa das distribuidoras e para a modicidade tarifária, além do insucesso do programa em seu principal objetivo.

Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia, dentro da área de concessão, em três horários:

- Ponta (aquele com maior demanda de energia),
- Intermediário (via de regra, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta);
- Fora de ponta (aquele com menor demanda de energia).

As relações ponta/fora de ponta e intermediária/fora de ponta serão definidas como 5 (cinco) e 3 (três), respectivamente, para a tarifa de uso do sistema de distribuição, excluído eventual sinal horário na energia. A relação entre a tarifa do posto fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional é igual a 0,55.

A fatura das unidades consumidoras onde esta modalidade é aplicada pode ser calculada pela soma das parcelas de consumo de energia realizada em cada posto tarifário multiplicado por suas respectivas tarifas.

$$VPF = TE_{FP} \times CM_{FP} + TE_{IN} \times CM_{IN} + TE_P \times CM_P$$

Onde TE_{FP} , TE_{IN} e TE_P são as tarifas de consumo de energia nos postos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente, dadas em R\$/kWh, e CM_{FP} , CM_{IN} e CM_P são os consumos de energia medidos nos postos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente, durante o período de faturamento.

A Tarifa Branca deveria criar condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa.

Substituir o NEM (Net Energy Metering) pelo método “Net Billing” – Geração Distribuída

Com o método Net Billing, as exportações líquidas de um cliente para a rede são medidas em tempo real. O consumo do cliente é faturado a um preço, enquanto as exportações do cliente são creditadas a um preço que reflete o valor dessas exportações (normalmente o custo de energia no atacado, mais o crédito de capacidade em alguns casos). Isso está em contraste com o Net Metering, que compensa as exportações com o consumo no final do ciclo de faturamento e, como resultado, compensa a maior parte ou a totalidade da energia exportada considerando a tarifa cheia da distribuidora. A Tabela 1 ilustra a diferença entre o Net Billing e a Net Metering.

Tabela 1: Exemplo de fatura de cliente GD para um ciclo de faturamento

		Net Billing		Net Metering	
Energia (kWh)		Preço/ Crédito (R\$/kWh)	Fatura (R\$)	Preço/ Crédito (R\$/kWh)	Fatura (R\$)
Importação da rede	300	0,4	120		
Exportação para rede	200	-0,2	-40		
Importação Líquida	100			0,4	40
Total			80		40

No caso do consumidor brasileiro, desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. A resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

Com o objetivo de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo, e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012.

Por meio da REN nº 687, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação dos modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

Também, a resolução nº 687 introduz os conceitos a seguir:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.
- Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.
- Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Em 2018, a Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018 fez parte do processo em curso de revisão da REN nº 482/2012, com previsão de publicação de um novo regulamento com vigência a partir de 2020.

Atualmente, existem diversas discussões sobre a valorização da energia injetada na rede, que pode não refletir o impacto real da geração distribuída para a sociedade. Na AIR 04/2018 são analisadas diferentes alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica e estas são diferenciadas pela forma como valorizam a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valorização.

Outro dos pontos de discussão da AIR 04/2018 é o momento adequado para a alteração do modelo do sistema de compensação, denominado como gatilho, que pode ser uma data ou de acordo com a quantidade da potência instalada da geração distribuída.

Estabelecer uma data é uma solução de fácil controle, uma vez que todos os interessados saberão de forma simples e transparente o momento da alteração do modelo; e de fácil execução, principalmente, por parte das distribuidoras. Por outro lado, considerando que o ano será estabelecido de acordo com a projeção da potência instalada, fatores externos podem influenciar na quantidade de conexões, seja ocasionando valores superiores ou inferiores à projeção. Outra desvantagem é a concentração de uma elevada quantidade de conexões em determinados estados e regiões. Atualmente, o maior número de conexões é nas regiões Sudeste e Sul, e a opção de uma data pode manter a discrepância entre as concessões.

O gatilho em termos de potência exige um monitoramento da potência instalada nas distribuidoras, por meio da consolidação das informações em um banco de dados fidedigno com a realidade, e que seja disponibilizado de forma pública e de fácil acesso. Uma das principais desvantagens da aplicação de um gatilho por potência está relacionada à falta de uma data objetiva. Sem saber exatamente quando o gatilho será acionado na distribuidora em que está instalado, o consumidor não saberia quando a regra fosse mudada e, conseqüentemente, teria dificuldades em estabelecer o retorno para o investimento de GD. Para contornar esse risco, é proposto estabelecer um tempo de carência para quem instala GD, para deste modo assegurar um período mínimo no qual o consumidor teria garantida a regra do sistema de compensação, mesmo atingido o gatilho na distribuidora.

A seguir, é apresentado um resumo da proposta de transição a ser adotada:

- Consumidores que instalem GD para compensação local até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente de 25 anos, contados a partir da conexão.
- Consumidores que instalem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B).
- Consumidores que instalem GD para compensação local após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1.
- Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.

Outras opções tarifárias

Embora sejam menos comuns e não constituam o objeto do presente documento, foram propostas opções adicionais de reforma tarifária, e em alguns casos aplicadas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas opções tendem a centrar-se especificamente na questão da recuperação justa dos custos dos clientes da GD:

- *Tarifa de acesso à rede:* Pode ser cobrada uma tarifa aos proprietários de GD com base na capacidade instalada dos seus sistemas de GD. Isso resulta em uma tarifa mensal fixa adicional para os proprietários de GDs, sendo o valor determinado pela capacidade de geração do cliente.
- *Comprar tudo, vender tudo:* No âmbito de um acordo de "comprar tudo, vender tudo", os proprietários da GD pagariam por toda a eletricidade que consumissem considerando a tarifa cheia da distribuidora e seriam compensados separadamente por toda a eletricidade que produzissem a um preço que refletisse de forma mais precisa o valor da eletricidade

produzida. Esta abordagem também é comumente referida como um modelo de "valor do solar"¹¹, *feed-in-tariff* (ou "FIT"), ou uma "tarifa de medidor bidirecional".

- *Tarifa separada para clientes GD*: Os clientes GD podem ser separados do resto da classe residencial e cobrados uma tarifa que reflita o custo total de servir seu perfil de carga exclusivo. Como os proprietários de GDs têm um perfil de carga diferente dos outros clientes e estão agindo tanto como consumidores quanto como geradores, seu status exclusivo pode garantir a criação de uma classe tarifária específica, e isso foi recentemente aprovado pelos órgãos reguladores em algumas jurisdições dos EUA.
- *Taxa de conexão*: Os proprietários de GD poderiam pagar uma taxa única de conexão à rede no momento em que instalam a geração no local. A taxa seria cobrada para recuperar o custo do investimento irrecuperável na rede que continuaria a ser utilizado para servir estes clientes, no entanto deixaria de ser recuperado por meio de suas tarifas (conforme modelo Net Metering de energia) uma vez instalado o sistema da GD.

III. Perspectivas das partes interessadas

I. DESCRIÇÃO DAS PARTES INTERESSADAS NO SETOR ELÉTRICO DE AMÉRICA DE NORTE E OUTRAS JURISDIÇÕES INTERNACIONAIS

Os debates regulatórios sobre reforma tarifária de distribuição são normalmente dominados por dois tipos de partes interessadas: os defensores do meio ambiente e defensores dos consumidores de baixa renda. Os defensores do meio ambiente podem ser ainda mais subdivididos naqueles que defendem a eficiência energética, e aqueles que defendem a energia solar fotovoltaica em telhado. Mais recentemente, os defensores de tecnologias emergentes, como os Veículos Elétricos (VEs), também começaram a se engajar no debate.

Defensores da energia solar em telhados

Em muitas jurisdições, o modelo de negócios dos desenvolvedores de energia solar em telhados depende de subsídios incorporados dentro de tarifas volumétricas elevadas e Net Metering. As tarifas que proporcionam uma recuperação total dos custos dos clientes da GD reduziram a atratividade econômica do investimento para os consumidores da GD. Como tal, os defensores da energia solar em telhados têm se oposto agressivamente à remoção do Net Metering e a qualquer proposta de estrutura tarifária que reduza a porção volumétrica/variável da tarifa. Sua voz tem sido a mais alta em oposição às iniciativas de reforma tarifária das concessionárias de serviços públicos.

¹¹ "value of solar"

Na medida em que os defensores da energia solar em telhado estão dispostos a aceitar alguma mudança do status quo, eles têm demonstrado interesse nas tarifas de TOU. Com as tarifas TOU, o debate centra-se no período de ponta com preços mais elevados. Os defensores da energia solar argumentarão que o período de ponta está alinhado com os horários do dia em que a produção solar provavelmente será alta, aumentando, portanto, o preço pelo qual essa produção é valorada em um modelo Net Metering.

O Net Billing não é tão atraente para os clientes da GD quanto o Net Metering, entretanto ainda fornece subsídio à energia que eles produzem e consomem no local. Por essa razão, o Net Billing pode receber apoio de defensores solares em telhados em alguns casos. A consideração crítica será o valor pelo qual as exportações para a rede são compensadas. As concessionárias de energia normalmente argumentam que o valor das exportações é igual apenas ao custo marginal da energia, enquanto os defensores da energia solar defenderão a inclusão de outras formas de compensação, como custos de capacidade evitados e benefícios ambientais.

À medida que os custos de armazenamento da bateria diminuem, é possível que os desenvolvedores de painéis solares em telhados se tornem menos dependentes das políticas de Net Metering e se tornem abertos a novos desenhos tarifários baseadas em custo. As tarifas de demanda, em particular, representam uma oportunidade significativa para os clientes com armazenamento de energia por trás do medidor.¹² Atualmente, no entanto, a oportunidade economicamente mais atraente para os desenvolvedores de sistemas solares em telhado é propagar o subsídio significativo que está incorporado nas elevadas tarifas volumétricas com o Net Metering.

Defensores da eficiência energética

Os defensores da eficiência energética são a favor de altas tarifas volumétricas, uma vez que os altos custos volumétricos estimulam a economia de energia. De fato, essas partes interessadas geralmente preferem uma estrutura de tarifas em bloco crescentes (IBR¹³), na qual o preço aumenta com o consumo durante o período de faturamento. Os defensores da eficiência energética são fortemente contrários às taxas fixas, que não podem ser evitadas através da conservação de energia.

Enquanto a maioria dos defensores da eficiência energética se opõe aos encargos baseados na demanda pela mesma razão que reduz o termo volumétrico, não existe uma opinião consensual sobre este ponto. Em alguns casos, os defensores da eficiência energética reconhecem que as tarifas de demanda fornecem um sinal de preço que pode encorajar a economia de energia ou a

¹² Ver Ryan Hledik, “Storage-oriented Rate Design: Stacked Benefits or the Next Death Spiral,” *The Electricity Journal*, November 2018.

¹³ IBR: Inclining Block Rate

resposta da demanda, e como uma questão prática, a tarifa de demanda é preferível em relação a um termo fixo mais alto.

Outro fator complicador para os defensores da eficiência energética é o interesse emergente na eletrificação. À medida que a fonte de energia se “descarboniza”, os benefícios ambientais da eficiência energética são reduzidos e há um incentivo crescente para mudar para usos finais de energia elétrica. Alguns defensores da eficiência energética - particularmente aqueles com um foco mais amplo na “descarbonização” - estão começando a abraçar a eletrificação. Tarifas volumétricas reduzidas aumentariam a atratividade econômica dos eletrodomésticos, criando assim uma tensão interna sobre o caminho preferido para o desenho tarifário.

Defensores dos consumidores de baixa renda

Geralmente, os defensores dos consumidores de baixa renda têm-se oposto à maioria das alterações ao desenho tarifário existente, às vezes até mesmo se essas mudanças estão sendo introduzidas apenas para uma nova opção tarifária voluntária. Mudanças na estrutura de tarifas, com impacto neutro na receita, farão com que as contas diminuam para alguns clientes e aumentem para outros, e os defensores dos consumidores normalmente expressam preocupação de que os clientes de baixa renda estejam entre os clientes que poderiam experimentar aumentos de tarifas. Se for possível demonstrar que uma mudança no desenho tarifário pode reduzir as faturas para pequenos clientes, então é mais provável que os defensores do consumidor estarão mais propensos a aceitá-la.

Os defensores do consumidor de baixa renda, muitas vezes favoreceram a criação de uma classe de tarifa separada para os clientes da GD, acoplada com tarifas que melhor recuperam os custos desses clientes. Muitos defensores dos consumidores de clientes de baixa renda reconhecem que os subsídios existentes para os clientes da GD são pagos em parte pelos clientes que não podem pagar a GD. Ao melhorar a recuperação de custos dos clientes da GD, os custos diminuem para outros clientes.

Defensores da eletrificação no transporte (veículos elétricos)

Os defensores da eletrificação dos transportes começaram recentemente a se concentrar no processo de reforma tarifária como uma maneira de facilitar a crescente adoção de veículos elétricos. Até agora, seu foco principal tem sido no desenho tarifário para infraestrutura pública de recarga de alta velocidade. Especificamente, essas tarifas geralmente incluem uma tarifa de demanda, o que leva a contas de eletricidade muito altas para as empresas que estão desenvolvendo a infraestrutura de carregamento. Os métodos para recuperar custos de

desenvolvedores de infraestrutura de carregamento público, ao mesmo tempo em que facilitam a implantação dessa infraestrutura, estão se tornando uma área cada vez mais debatida¹⁴.

Para as tarifas residenciais, os defensores do VE defendem as tarifas que fornecem um desconto em horários fora do horário de ponta (ex. noturno). Essas ofertas de tarifas estão se tornando cada vez mais comuns, embora essa ainda seja uma área relativamente nova.¹⁵ Uma consideração importante é se a tecnologia necessária para medir separadamente a carga de carregamento do VE deverá ser cobrada dos proprietários de VE participantes ou socializada entre todos os clientes.

Resumo

As partes interessadas no setor elétrico têm uma série de perspectivas sobre a reforma tarifária de distribuição de energia elétrica, com preferências divergentes para novos recursos de desenhos tarifários.¹⁶ A Figura 1 resume a compreensão dos autores sobre as preferências das partes interessadas para cada uma das propostas de reforma tarifária de distribuição de energia elétrica discutidas no presente documento.

¹⁴ Para mais informações, ver: Ryan Hledik and Jurgen Weiss, “Increasing Electric Vehicle Fast Charging Deployment: Electricity Rate Design and Site Host Options” prepared for the Edison Electric Institute, January 2019.

¹⁵ Para obter um resumo das ofertas atuais de taxa de EV residencial, consulte: Ryan Hledik, John Higham, and Ahmad Faruqui, “The Emerging Landscape of Residential Rates for EVs: Creative Design Ahead,” *Public Utilities Fortnightly*, May 2019.

¹⁶ Para mais discussões sobre o assunto, ver: Lisa Schwartz et al, “Recovery of Utility Fixed Costs: Utility, Consumer, Environmental, and Economist Perspectives,” Lawrence Berkeley National Lab, June 2016.

Figura 1: Apoio observado das partes interessadas nas propostas de reforma tarifária de serviços públicos

Conceito	Energia solar em telhados	Eficiência Energética	Consumidores de baixa renda	Veículos Elétricos
Aumento no termo fixo	○	○	○ ¹	◐
Tarifa de demanda	○	◐	○ ¹	◐ ²
Termo volumétrico/variável no tempo	●	●	○ ¹	●
Faturamento líquido	◐	N/A	●	N/A

Notas

[1] O suporte aumentaria se a tarifa fosse oferecida ao cliente GD como uma classe tarifária separada

[2] O suporte aumentaria se a tarifa de demanda fosse restrita ao horário de pico

Legenda

- Forte oposição
- ◐ Possibilidade de apoio em alguns casos
- Opção preferida

ii. DESCRIÇÃO DAS PARTES INTERESSADAS NO SETOR ELÉTRICO DO BRASIL

Por outro lado, no processo de reforma tarifaria no setor elétrico brasileiro, participam diversos agentes (como partes interessadas) que normalmente expõem seus posicionamentos em debates gerados através de Consultas ou Audiências Públicas. A seguir é apresentada uma descrição das partes interessadas dentro da reforma tarifária:

- **Distribuidoras:** as distribuidoras de energia elétrica são uma das principais partes envolvidas nesta análise devido a que sua atividade está regulada e, portanto, uma reforma tarifária deve ser justa tanto para o consumidor quanto para a distribuidora.
- **ANEEL:** a Agência Nacional de Energia Elétrica é a encarregada de regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Além disso, é a encarregada de estabelecer as tarifas, a permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica. Por este motivo, a ANEEL é considerada como uma das partes interessadas com maior relevância. Observa-se um bom grau de iniciativa por parte desta Agência para facilitar a modernização do setor, tentando incorporar todas as partes interessadas no debate prévio às mudanças. Nos últimos posicionamentos, como por exemplo no marco das respostas as contribuições da CP10/2018, centra o foco em assegurar a equidade na incorporação da GD, é dizer, que os prosumidores não obtenham benefícios tarifários que deverão pagar os demais consumidores.

- **ABRADEE:** A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica é a encarregada de promover as melhores práticas, coordenar projetos de elaboração/revisão de normatização técnica nas áreas da distribuição, assessorar juridicamente, manter o relacionamento com organizações do setor e pesquisar o nível de satisfação dos clientes (entre outras atividades). Além disto, reúnem 41 concessionárias atuantes em todas as regiões do país, responsáveis pelo fornecimento do 99,6% da energia elétrica. Isto faz com que a ABRADEE seja uma parte interessada de peso nas discussões do setor, já que previamente consolida os interesses comuns das maiores concessionárias de distribuição.
- **Unidades consumidoras:** as unidades consumidoras são os clientes das distribuidoras e também são quem pagam as tarifas do serviço. Dessa forma, não será possível fazer uma análise das partes interessadas que participam nas reformas tarifárias sem considerar as unidades consumidoras. Elas são representadas por associações e procuram ter uma participação ativa nas discussões.
- **Órgãos representativos dos consumidores e de defesa do consumidor:** estes órgãos também devem ser envolvidos nesta lista devido a que serão os encarregados de proteger o consumidor, principalmente no que se refere a qualidade do serviço, e, no caso de geração distribuída, na compra e instalação dos equipamentos.
- **Geradores distribuídos:** No caso de que uma reforma tarifária contemple aspectos de geração distribuída, os geradores distribuídos farão parte das partes envolvidas.
- **Empresas de projeto e de instalação de micro e minigeração:** da mesma maneira que com os geradores distribuídos, se uma reforma tarifária contempla aspectos de geração distribuída, as empresas de projeto e de instalação serão incluídas dentro da lista de partes interessadas devido a que seu negócio será afetado pela reforma. Por exemplo, na AP 01/2019, e assim como observado nos Estados Unidos, elas mostraram um posicionamento muito definido para a manutenção do esquema de Net Metering.
- **Fabricantes de componentes de sistemas de geração de energia elétrica:** com os mesmos critérios que as empresas de projeto e instalação e os geradores distribuídos, os fabricantes são incluídos dentro das partes envolvidas.
- **Universidades e grupos de pesquisa:** as universidades e grupos de pesquisa fazem parte desta lista devido a que seu conhecimento pode ser de grande valor, sempre que as reformas tarifárias precisam de estudos e pesquisas técnicas específicas.

Considerando que atualmente estão sendo discutidas no setor elétrico brasileiro duas principais propostas de reforma tarifária, quais sejam a adoção de tarifa binómia e a revisão da regulamentação da geração distribuída, o posicionamento das principais partes interessadas no Brasil frente a essas propostas será realizado no próximo item

IV. Argumentos e Contra-argumentos

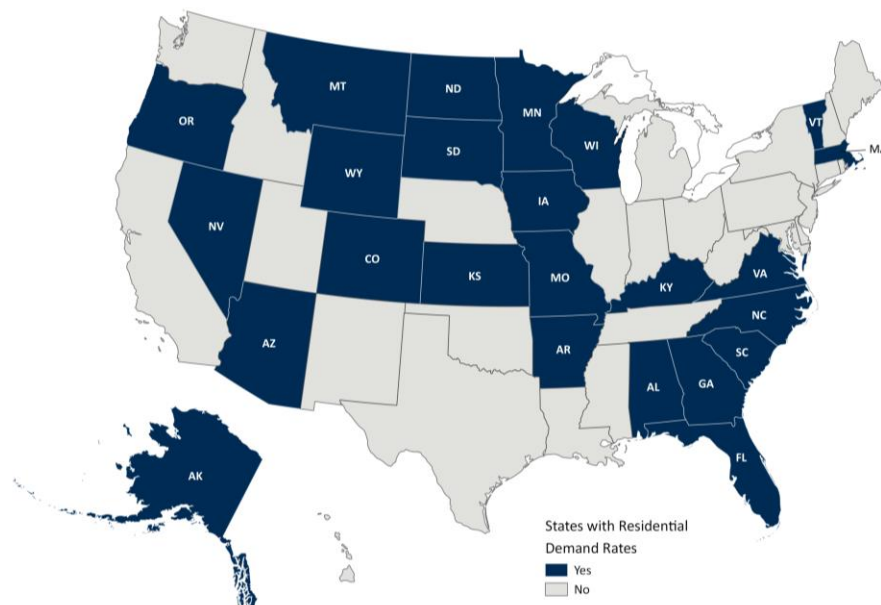
i. ARGUMENTOS E CONTRA-ARGUMENTOS NO SETOR ELÉTRICO DE AMÉRICA DE NORTE E OUTROS JURISDIÇÕES INTERNACIONAIS

As principais preocupações mais citadas das partes interessadas, referente a transição para novos projetos de tarifas de distribuição estão relacionadas à aceitação do cliente, compreensão e o impactos nas faturas do serviço.

Aceitação do cliente

Uma variedade de desenhos de tarifas modernas tem alcançado altos níveis de adoção internacional. Como discutido anteriormente neste artigo, uma concessionária no Arizona excedeu 10% a adoção de uma tarifa baseada em demanda residencial que é oferecida aos clientes de forma opcional. Como mostrado na figura seguinte, pelo menos 24 estados nos EUA oferecem tarifas baseadas em demanda para clientes residenciais. Além disso, as tarifas de demanda foram implantadas de forma obrigatória para clientes nos estados do Arizona e Kansas, e foram propostas em Montana. Em Oklahoma, a Oklahoma Gas & Electric atingiu 20% de adesão em sua tarifa de ponta variável. E o estado de Ontário, no Canadá, implantou, há vários anos tarifas, TOU padrão para clientes residenciais.

Figura 2: Estados dos EUA que oferecem tarifas baseadas em demanda para clientes residenciais

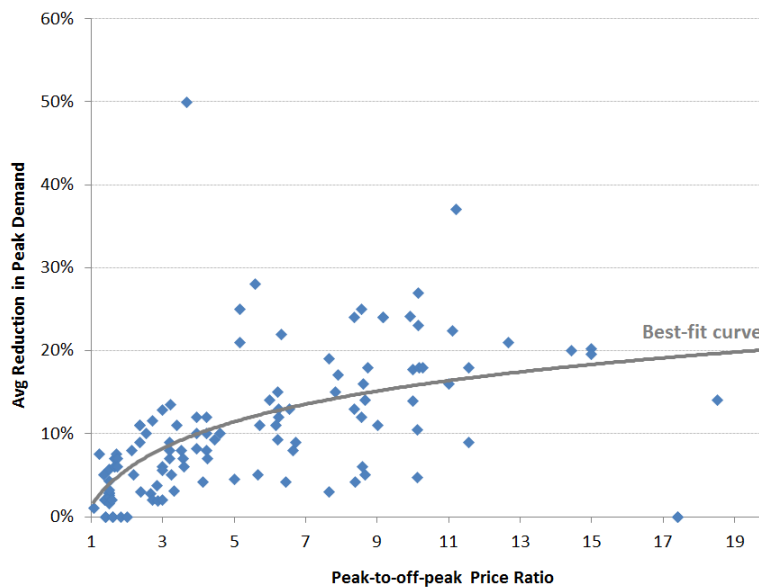


Compreensão do cliente

Os clientes demonstraram que compreendem os novos desenhos tarifários respondendo aos sinais de preços nas tarifas. Mais de 300 testes internacionais de novos desenhos tarifários revelaram

que, em média, os clientes alteram os seus padrões de consumo de eletricidade em resposta aos sinais de preço. Adicionalmente, alguns destes projetos pilotos testaram os impactos na carga fornecidos pelos clientes durante um período de vários anos e concluíram que os impactos da tarifa persistiram durante esse período. A Figura 3 ilustra os resultados dos recentes projetos pilotos internacionais de fixação de preços. A figura mostra que a resposta do cliente (ou seja, deslocamento de carga) aumenta à medida que a relação entre o preço de ponta e o preço fora de ponta aumenta.

Figura 3: Resultados dos Projetos Pilotos Internacionais de Preços



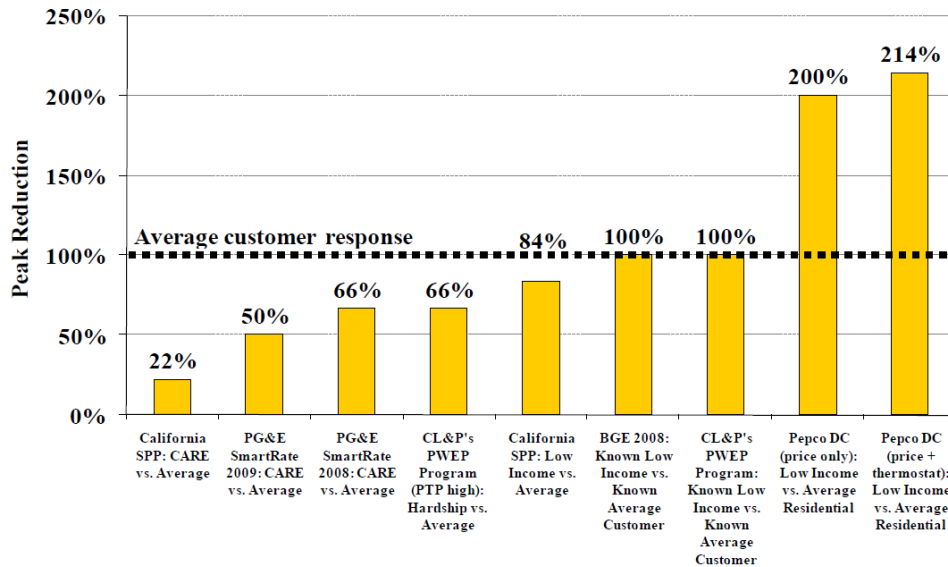
Uma chave para comunicar as novas tarifas aos clientes é explicá-las em termos simples. Por exemplo, um cliente em uma tarifa baseada na demanda não precisa conhecer sua demanda instantânea para responder à tarifa. Em vez disso, o cliente pode receber uma mensagem simples como “você pode economizar dinheiro com essa tarifa se puder evitar o uso simultâneo de vários aparelhos com consumo intensivo de eletricidade”. Da mesma forma, em uma tarifa variável no tempo, o desconto fora de ponta pode ser enfatizado nas comunicações com o cliente

Impactos nos clientes de baixa renda

Há uma percepção equivocada comum de que os clientes de baixa renda não podem responder aos novos desenhos tarifários. De fato, os dados empíricos mostram que os clientes de baixa renda respondem ao preço, por vezes mais do que o cliente médio. A Figura 4 resume os resultados de vários projetos pilotos de preços que testaram a redução percentual na demanda de ponta tanto de clientes de baixa renda quanto de clientes de renda média, ilustrando esse ponto.

Também é importante notar que os clientes de baixa renda não são necessariamente pequenos clientes. Em alguns casos, verificou-se que os clientes de baixa renda se beneficiam automaticamente da transição para uma nova tarifa variável no tempo¹⁷. Quando tal não for o caso, poderá ser prestada assistência financeira a clientes por fora da estrutura tarifária.

Figura 4: Capacidade de resposta ao preço dos clientes de baixa renda



Argumentos adicionais das partes interessadas

As tabelas abaixo apresentam argumentos, comumente citados pelas partes interessadas, contra cada uma das propostas de reforma da estrutura tarifária das concessionárias, discutidas anteriormente nesse documento. Cada argumento é seguido por pontos de refutação que foram apresentados por algumas empresas de serviços públicos de energia elétrica e especialistas do setor envolvidos nesses debates.

¹⁷ Ahmad Faruqi, Sanem Sergici, e Jennifer Palmer, “The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers,” preparado por Institute for Electric Efficiency, Junho de 2010.

Recuperar a receita por tarifa fixa

Sobre o Termo Fixo	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Eficiência energética	O encargo fixo é inevitável e, por conseguinte, reduz os incentivos para os consumidores pouparem energia.	O objetivo das tarifas é refletir com precisão os custos. Aumentar artificialmente a termo volumétrico para um nível que exceda os custos do sistema volumétrico pode incentivar a eficiência energética, mas esses investimentos em eficiência energética são sub-ótimos; o investimento poderia trazer mais benefícios ao sistema se for alocado de forma diferente.
Impacto nos pequenos clientes	Aumentar o encargo fixo aumenta automaticamente as faturas para pequenos clientes, que provavelmente são clientes de baixa renda.	Nem todos os clientes de baixa renda têm baixo consumo de energia - por exemplo, alguns podem morar em casas mais antigas, com pouco isolamento e aparelhos menos eficientes. A análise dos impactos das faturas deve se concentrar especificamente nos clientes vulneráveis; O tamanho não é uma característica do cliente particularmente relevante do ponto de vista da política.
Refletividade de custos	O encargo fixo não reflete a natureza dos custos da rede em função da demanda.	Os encargos fixos são representativos dos custos da rede em curto prazo, uma vez realizados os investimentos, o custo deles deve ser recuperado.
Saída de Clientes	Uma vez que os encargos fixos não podem ser evitados através de reduções no consumo, os clientes simplesmente se desligarão da rede e auto-abastecerão todas as suas necessidades energéticas. Isso irá transferir o peso dos custos para os clientes que permanecem.	Os clientes têm o direito de se desconectar do serviço de distribuição elétrica. No entanto, estudos têm demonstrado que os custos de fazer isso são extremamente elevados relativamente à compra do mesmo nível de serviço à empresa de serviços; isto é muito improvável de acontecer. ¹⁸
Sinal de Preço	O encargo fixo taxa fixa é um "instrumento grosseiro" e não têm em conta as diferenças de utilização da rede por parte dos clientes individuais.	Os encargos fixos são simples e fáceis de entender para os clientes. Proporcionam aos clientes uma maior estabilidade das faturas; quando oferecidos, alguns clientes demonstraram interesse numa opção de faturação fixa.

Introduzir tarifas baseadas na demanda

¹⁸ Philip Hanser, Roger Lueken, Will Gorman, and James Mashal, "The Practicality of Distributed PV-Battery Systems to Reduce Household Grid Reliance," *Utilities Policy*, Junho 2017.

Sobre tarifa de demanda	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Impacto na fatura	Os clientes de baixa renda podem ter perfis de carga de ponta e, portanto, experimentar aumentos na conta. Não sabemos o suficiente sobre como as cobranças de demanda afetarão os clientes.	A correlação entre "ponta" e renda é fraca e varia consideravelmente dependendo das características da base de clientes de uma determinada concessionária. As tarifas de demanda fornecerão a todos os clientes a oportunidade de reduzir as contas através da gestão da demanda.
Volatilidade na fatura	A volatilidade das contas aumentará devido a eventos isolados de alta demanda de eletricidade, como a realização de uma festa e/ou férias.	Para os clientes individuais, a demanda máxima varia frequentemente menos do que a utilização mensal numa base mensal e pode levar a uma redução da volatilidade das faturas. Certas opções de desenho de tarifas como uma medição de demanda a cada 60 minutos, poderiam ajudar a reduzir ainda mais a volatilidade.
Entendimento dos Clientes	Os clientes não serão capazes de compreender as tarifas de demanda porque não conhecem a sua demanda de eletricidade ou porque o conceito é demasiado complicado.	Os clientes não precisam conhecer sua demanda instantânea para entender o conceito de carga de demanda. Mensagens simples como "evitar utilizar simultaneamente muitos eletrodomésticos intensivos em eletricidade", podem resolver este problema ¹⁹
Aceitação Cliente	Os clientes não serão capazes de gerenciar sua demanda em resposta às tarifas de demanda, devido à falta de compreensão ou conscientização.	Três estudos - realizados em Wisconsin, Carolina do Norte e Noruega - descobriram que os clientes respondem às tarifas de demanda. ²⁰ Isso é consistente com a ampla evidência de resposta do cliente à precificação dinâmica. Tecnologias emergentes, como termostatos e baterias inteligentes, aumentarão a capacidade do cliente de responder à medida que os custos dessas tecnologias diminuirão.

19 A concessionária Georgia Power, que introduziu uma nova tarifa opcional de demanda residencial em 2014, também transmite esse tema. Por exemplo, a mensagem no website da Georgia Power é: "Evite o uso simultâneo de grandes eletrodomésticos. Se conseguir evitar ligar os aparelhos ao mesmo tempo, então o seu pico de demanda será menor. Isso se traduz em menos demanda na Georgia Power Company, e economia para você!"

20 Para maiores informações, ver: Ryan Hledik, "Rediscovering Residential Demand Charges," *The Electricity Journal*, August/Setembro 2014.

Sobre tarifa de demanda	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Base de custo para tarifas de demanda não coincidente	As tarifas de demanda não são baseadas em custos. A ponta do sistema impulsa custos, mas as tarifas de demanda não coincidente não se alinham com a ponta do sistema ²¹	As tarifas de demanda não coincidentes podem ser adequadas para recuperar os custos da rede de distribuição, que são de natureza muito local. As tarifas de demanda não coincidente também são um proxy razoável para a carga conectada de um cliente. ²²
Relevância para os setores regulados	As tarifas de demanda não aparecem em mercados concorrenciais e, por conseguinte, não devem ser oferecidos num setor fortemente regulado.	As concessionárias de energia elétrica são diferentes das empresas em um mercado competitivo, pois têm a obrigação de atender a todos os clientes. Portanto, os desenhos tarifários de custo reflexivo são necessários para garantir a justiça e a equidade na recuperação de custos em toda a base de clientes.
Recuperação de custos	As tarifas de demanda são simplesmente outra forma de um encargo mensal fixo.	Enquanto os encargos fixos não podem ser reduzidos pelo cliente a menos que este cancele totalmente o serviço, as tarifas de demanda podem ser parcialmente evitadas através de reduções da demanda. Ao contrário das tarifas fixas, as tarifas de demanda coletam receitas com base no tamanho do cliente, em vez de cobrar de cada cliente, grande ou pequeno, o mesmo valor.

21 Ver, por exemplo; Scott J. Rubin, “Moving Toward Demand-Based Residential Rates,” The Electricity Journal, Novembro 2015.

22 Para exemplos, ver: Toby Brown, Ahmad Faruqui, and Lea Grausz, “Efficient Tariff Structures for Distribution Network Services,” *Economic Analysis and Policy*, Dezembro 2015.

Fazer a tarifa volumétrica variável no tempo

Sobre tarifas variáveis no tempo	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Resposta de preço	Os clientes não serão capazes de responder aos sinais de preços de uma tarifa variável no tempo.	Evidências de mais de 300 testes de campo e ofertas de tarifas completas ao longo dos últimos 15 anos descobriram consistentemente que os clientes mudam seu consumo de horas de alto preço quando registrados em uma tarifa variável no tempo ²³
Persistência da resposta ao preço	A resposta do cliente aos sinais de preço de uma tarifa variável no tempo não persistirá ao longo do tempo.	Vários estudos têm medido os impactos das tarifas variáveis no tempo ao longo de vários anos e constataram que os impactos da carga da resposta aos preços persistem de fato. Um exemplo é o estudo da Baltimore Gas & Electric’s Smart Energy Pricing Pilot. ²⁴
Impacto no cliente de baixa renda	Os clientes de baixa renda terão contas mais altas com tarifas variáveis no tempo, e não serão capazes de responder como os outros clientes.	Estudos têm demonstrado que, em média, os clientes de baixa renda têm faturas mais baixas do que os clientes de maior renda com tarifas variáveis no tempo. Além disso, vários testes de campo identificaram uma capacidade significativa de responder a taxas variáveis no tempo entre clientes de baixa renda ²⁵
Período de ponta	O período de ponta com preços mais elevados deve ser concebido para se alinhar com os períodos de maior produção de energia solar fotovoltaica, aumentando assim a compensação para os clientes da GD com Net Metering.	O período de ponta deve basear-se nas horas do dia em que a demanda de eletricidade está gerando os maiores custos, incluindo os custos de capacidade. É provável que isso aconteça quando a carga líquida (ou seja, carga líquida de energia eólica e solar) for alta. Em níveis crescentes de adoção de solar, a ponta líquida de carga mudará mais tarde à noite, quando o sol estiver se pondo.

²³ Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Cody Warner, “Arcturus 2.0: A Meta-analysis of Time-varying Rates for Electricity,” *The Electricity Journal*, 2017.

²⁴ Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Lamine Akaba, “Impact Evaluation of the SEP 2010 Pilot,” prepared for Baltimore Gas & Electric, March 2011.

²⁵ Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Jennifer Palmer, “The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers,” IEE Whitepaper, June 2010.

Sobre tarifas variáveis no tempo	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Impacto na Fatura	As faturas aumentarão dramaticamente para alguns clientes.	As tarifas variáveis no tempo podem ser concebidas para limitar os impactos nas faturas. Em particular, as tarifas TOU normalmente não alteram drasticamente as faturas dos clientes.
Base de Custo	Os custos da rede de distribuição não são variáveis, pelo que não devem ser recuperados através de um termo volumétrico.	As tarifas variáveis no tempo podem ser combinadas com tarifas fixas e tarifas baseadas na demanda para responder a esta preocupação.

Substituir o NEM (Net Energy Metering) pelo método “Net Billing” – Geração Distribuída

Sobre Net Billing	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Valor da energia solar	O preço pago pelas exportações da GD para a rede não reflete o valor total da produção de energia solar fotovoltaica.	É prática corrente no setor conceber tarifas baseadas no custo do serviço. As tarifas não recuperam os custos das externalidades (ex. custos ambientais), portanto a compensação em um modelo de Net Billing deve ser consistente com essa mesma estrutura. Considerar outros atributos no pagamento da energia solar fotovoltaica em telhado compensaria excessivamente a energia solar em telhado em relação a outros recursos que fornecem os mesmos atributos, como as usinas solares (utility scale).
Desenho de tarifas	O Net Billing não melhora a refletividade dos custos do desenho tarifário subjacente.	O Net Billing é um movimento na direção certa, mitigando parcialmente o subsídio em modelos de Net Metering. O desenho tarifário poderia ser tratado como um segundo passo no processo de modernização tarifária.
Impactos na rede	O Net Billing não cobra adequadamente aos clientes da GD pelos custos potenciais de modernização da rede de distribuição para acomodar uma geração exportada significativa.	Em baixos níveis de adoção da GD, pode não haver custos associados às exportações da GD para a rede. O desenho da tarifa poderia ser modificado para considerar esses custos à medida que a adoção da GD aumenta.

Sobre Net Billing	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Subsídio ao autoconsumo	O autoconsumo é efetivamente compensado ao valor da tarifa cheia, sobre pagando, portanto, por essa energia de maneira semelhante ao subsídio nos arranjos de Net Metering.	O Net Billing não elimina completamente o subsídio em Net Metering, mas o reduz. O Net Billing é um movimento em direção a uma estrutura de remuneração mais baseada em custos, e requer uma mudança menos drástica na tarifa geral do que outras opções.

Outros argumentos empregados:

Sobre Outros Assuntos	Preocupação dos partes interessadas	Respostas às preocupações
Rentabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica	As novas tarifas são uma tentativa de aumentar as faturas dos clientes (e, por conseguinte, as receitas).	A reforma tarifária é geralmente feita em uma base de receita neutra, com um acompanhamento da redução das compensações nas diversas tarifas, de modo que não haja aumento ou redução geral da receita.
Restrições técnicas	É muito caro medir os intervalos de demanda para cada cliente individual; quaisquer benefícios dos novos desenhos de tarifas serão compensados por custos adicionais de medição.	Tarifas novas e inovadoras são viáveis quando se utilizam medidores inteligentes. Além disso, os benefícios da redução de grandes subsídios cruzados através da oferta de novas tarifas a “subsegmentos” específicos de clientes poderiam justificar um investimento modesto em medidores adicionais para esses clientes.
Implantação	Muitos subsídios cruzados estão embutidos nas tarifas atuais, portanto, não faz sentido modificar as tarifas apenas para abordar o subsídio cruzado para os clientes da GD.	As tarifas não são uma ferramenta apropriada para subsidiar a eletricidade. Uma vez que uma grande desigualdade pode ser reduzida por meio de um novo desenho de tarifas baseado no custo que incentivará a adoção de tecnologias benéficas de gerenciamento de energia, essa tarifa deve ser oferecida a todos os clientes. Se os objetivos de política social exigir subsídios intencionais, isso deve ser feito fora do desenho da tarifa para evitar sinais distorcidos de preços

ii. ARGUMENTOS E CONTRA-ARGUMENTOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nessa seção apresenta argumentos e contra-argumentos comumente citados pelos agentes no processo de reforma tarifária de serviços públicos de energia elétrica do setor brasileiro.

Debate em introduzir tarifas considerando a demanda

O debate sobre diferentes questões da Tarifa Binômica foi exposto na Audiência Pública 059/2018²⁶ sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão, disponível no site da ANEEL, onde partes interessadas apresentaram suas contribuições. Entre elas estiveram: universidades, associações de consumidores, associações de distribuidoras, defesa ambiental e social, conselhos de consumidores de energia elétrica, empresas distribuidoras, secretariados e câmaras setoriais, como assim também a associação brasileira das distribuidoras e a associação brasileira dos comercializadores de energia, ABRADDEE e ABRACEEL, respectivamente.

Na Nota Técnica N° 277/2018-SGT/SEM/ANEEL, o regulador concluiu que: a alteração de uma tarifa monômica para binômica pressupõe a aferição de uma componente de demanda de potência (capacidade) e outra de consumo de energia. Também estabeleceu que a forma mais imediata de aferir essas variáveis é por meio da medição específica das grandezas elétricas. Como os medidores atuais dos consumidores de baixa tensão não possuem capacidade de registro de demanda, a troca de todos os medidores resulta em custos elevados. Somando-se a isto diversos contrapontos para aplicação de uma demanda medida em consumidores residenciais devido ao seu perfil de consumo.

O aperfeiçoamento do modelo tarifário para os consumidores residenciais nunca foi motivador para a substituição integral do parque de medição. A troca de medidores se fundamenta em outras motivações: principalmente a abertura do mercado e implantação de smart-grid.

No quadro é apresentado um resumo dos aspectos positivos e negativos do atual modelo tarifário aplicado ao grupo B e que foi definido pela Agência:

Pontos Positivos	Pontos Negativos
<ul style="list-style-type: none">• Simplicidade;• Custo de implantação baixo;• Granularidade temporal por postos tarifários (tarifa branca) e mensal (bandeira tarifária);• Separação entre produto e serviço.	<ul style="list-style-type: none">• Faturamento do setor depende do montante de energia consumida;• Sem granularidade espacial;• Sem definição de custos fixos e variáveis em curto prazo;• Custo de disponibilidade não aderente a regulação econômica;• Gestão de energia gera transferência de custos entre agentes.

²⁶ <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>

No âmbito do debate sobre a tarifa binômia para a baixa tensão, alguns pontos surgem como preocupação entre as partes interessadas.

Para algumas distribuidoras o debate centrou-se na necessidade ou não da substituição dos medidores; o impacto que pode ocorrer aos consumos economicamente mais vulneráveis, as dificuldades de entendimento pelos consumidores da nova forma de cobrança, entre outros. Dessa forma, foi colocada a ideia de que a tarifa binômia, dada suas características de alocação eficiente de custos de capacidade das redes elétricas, deve ser aplicada de forma geral aos usuários de baixa tensão que são beneficiados pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Por outro lado, em defesa dos interesses dos consumidores, foram apresentadas contribuições como estratégia de mudança em mediano prazo como uma proposta de implantação da tarifa binômia observando a viabilidade técnica e econômica de substituição dos medidores e os efeitos tanto para os consumidores quanto distribuidoras. Cabe destacar que este plano deveria estar alinhado com um programa de médio e longo prazo de substituição dos medidores atuais por medidores inteligentes, cujo foco não seria permitir a implantação da tarifa binômia apenas, mas produzir efeitos como redução de custos com leitura, corte e religação de consumidores, permitir a gestão de energia pelo consumidor e redução de perdas não técnicas em áreas críticas, já existindo no mercado soluções tecnológicas com custos decrescentes e que permitiriam atingir estes objetivos.

Outra proposta apresentada pelas Distribuidoras (CPFL), na busca de mitigar o subsídio atual existente entre os consumidores com distintos fatores de uso da rede e, no mesmo tempo, salvar a barreira de acesso que hoje podem representar os medidores inteligentes, foi a de aplicar uma tarifa de demanda, estimando a demanda de cada consumidor com base na energia lida nos últimos meses e os fatores de carga resultantes da campanha de medidas. Com isso, consegue-se avançar na aplicação de cargos por demanda, entanto sejam substituídos os medidores dos clientes. Contudo, essa estimativa da demanda não deveria aplicar para os consumidores de GD, os quais devem ser medidos especificamente, para uma adequada tarifação dos mesmos.

Debate em converter a tarifa volumétrico variante no tempo

Assim como foi discutido anteriormente, é sabido que a principal motivação da tarifa branca é incentivar o uso mais eficiente da rede nos instantes de ponta, dando uma sinalização tarifária adequada aos consumidores, com vistas à modulação da carga, ou seja, incentivar que o consumo em instantes com grande coincidência de demanda, sejam deslocados para instantes com menor carregamento da rede. A seguir, são apresentados os argumentos das partes interessadas:

- **Distribuidoras em geral:**

As distribuidoras não estão em desacordo com a tarifa branca, mas elas mencionam alguns aspectos relevantes a serem considerados no momento de aplicar a referida tarifa.

O aspecto que é mencionado com maior frequência é que a aplicação da tarifa branca não deveria ser optativa. De acordo com as distribuidoras, a aplicação optativa não cumpre sua principal

função, que é a de sinalizar ao consumidor o diferencial de custo da utilização da energia ao longo do dia. Também mencionam que, senão for obrigatória, não trará praticamente nenhum benefício ao sistema elétrico, mas apenas prejuízo à Distribuidora e aos clientes, na medida em que eles arcarão com o custo do equipamento na próxima revisão e, conseqüentemente, prejuízo para a sociedade.

Outros aspectos também mencionados são os custos de implantação de tal modalidade para a distribuidora, as faturas com informações bastante complexas, o prazo mínimo de permanência do consumidor nesta modalidade, a imprevisibilidade da migração dos consumidores para a tarifa branca, a possível complexidade gerada para o consumidor em conjunto com as bandeiras tarifárias e a não inclusão dos finais de semana e feriados nos postos tarifários ponta e intermediário.

- **Caso das distribuidoras da Ampla e Coelce:**

As distribuidoras apresentaram alguns resultados provenientes de um estudo de Pesquisa e Desenvolvimento cujo escopo era analisar a tarifa branca para classe residencial utilizando dados reais de medições inteligentes e, dessa maneira, comparando o total de receita apurada pela estrutura tarifária convencional com a apurada pela tarifa branca, foi possível verificar a variação positiva ou negativa da migração dos consumidores para a tarifa branca.

Como a adesão à nova modalidade é opcional, é de se esperar que apenas as unidades que vislumbrarem reduções nas suas faturas optarão pela modalidade. Portanto, a redução pode, ou não, estar associada a uma nova modulação de carga.

Com base nas amostras e nas considerações realizadas o estudo levou à conclusão de que os resultados da migração para a tarifa branca não trariam benefícios imediatos ao sistema, pois muitos consumidores seriam beneficiados sem qualquer esforço e sem qualquer alteração de hábito de utilização de energia

Além disso, verificou-se que a tarifa branca não apresentou os mesmos incentivos nas duas distribuidoras, assim, na forma como está definida a tarifa branca, esta traria prejuízos maiores a uma concessionária do que à outra.

- **ANEEL:**

As informações, sinais de eficiência e incentivos aos pequenos consumidores não possuem a mesma penetração e entendimento quanto àqueles direcionados aos grandes consumidores. Com a implantação desta tarifa, os ganhos absolutos podem ser diminutos, e mesmo outras questões relacionadas com a assimetria de informação, a inércia, o receio ou a tradição podem influenciar a escolha desses consumidores.

A oferta de novas opções tarifárias (horárias ou binômias) para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão pode auxiliar na melhoria do fator de carga do sistema elétrico e premiar aqueles que desloquem o seu consumo (demanda) dos horários de pico do sistema. Contudo, uma tarifa

unicamente horária e monômnia poderá representar uma perda de receita, sem a contrapartida desejada da postergação de investimentos via maior eficiência no uso da rede, caso não sejam providos os mecanismos adequados para evitar um comportamento preponderantemente oportunista, aumentando assim as tarifas dos demais consumidores sem ganhos globais para a população.

- **ABRADEE:**

De acordo com a ABRADEE, as reações dos consumidores sobre a tarifa branca podem ser resumidas em três comportamentos:

- **Tipo 1** - adesão à Tarifa Branca de consumidores que serão beneficiados sem alterar o seu perfil de carga;
- **Tipo 2** - adesão à Tarifa Branca de consumidores que serão beneficiados com a modificação do seu perfil e/ou consumo;
- **Tipo 3** - permanência, na Tarifa Convencional, dos consumidores que não serão beneficiados por não poder modificar seu consumo ou por não ter incentivo suficiente para alterá-lo.

Ou seja, somente optará pela modalidade aquele consumidor que tiver redução de despesa, com ou sem alteração do seu perfil de carga.

Se a aplicação da Tarifa Branca fosse compulsória, o resultado para a concessionária seria, exceto pelos consumidores Tipo 2, praticamente indiferente em termos de receita, desde que calculadas adequadamente as relações entre as tarifas. Porém, no caso da aplicação da tarifa de ser opcional, pode-se afirmar que, racionalmente, o consumidor Tipo 3 continuará a ser faturado pela Tarifa Convencional não compensando a perda de receita da distribuidora decorrente da opção do consumidor Tipo 1 pela Tarifa Branca.

Para que não haja perdas de receita pela distribuidora, a aplicação compulsória da Tarifa Branca deveria considerar, nos processos tarifários, o mercado adaptado à nova condição decorrente da alteração da estrutura tarifária e a resposta racional dos consumidores.

O encaminhamento mais adequado para a implantação de uma nova modalidade tarifária seria, então, a realização de instalações piloto por todas as distribuidoras, de forma que os consumidores e as empresas pudessem inicialmente conhecer e experimentar as soluções oferecidas e, somente após esta fase, realizar a sua implantação de forma abrangente.

Como essa condição não foi possível, será necessária a criação de um período de transição para que a nova opção tarifária possa ser assimilada tanto pela empresa como pelo mercado. Essa transição permitirá a distribuidora conhecer, com maior clareza, a demanda pela nova tarifa e com isto adequar seus processos internos para o atendimento dos pedidos de acordo com os prazos adequadamente dimensionados.

- **Unidades consumidoras:**

Os consumidores e associações de consumidores também fizeram contribuições à tarifa branca. Foi possível observar que muitos dos consumidores interessados apresentavam dúvidas desta modalidade tarifária. Por exemplo, dúvidas sobre o valor da tarifa, a opção de poder mudar de tarifa, entre outras.

Também, as associações de consumidores apresentaram alguns critérios a serem considerados de como pode ser a necessidade de financiamento dos investimentos necessários para a implantação da tarifa, mencionam a pouca flexibilidade de um grande número de famílias de mudar o horário de utilização de um dos maiores utilizadores de energia – o chuveiro elétrico e que não existem elementos suficientes para garantir que sua aplicação implicará em benefícios para os principais agentes do setor – consumidores e distribuidoras. Por último, para avaliar esta modalidade tarifária, solicitam um estudo de impacto regulatório.

Debate da substituição do NEM (Net Energy Metering) pelo método “Net Billing” – Geração Distribuída

- **Análise de Impacto Regulatório 04/2018**

Atualmente, existem diversas discussões sobre a valoração da energia injetada na rede, que pode não refletir o impacto real da geração distribuída para a sociedade. De um lado, as distribuidoras alegam que o atual Sistema de Compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição. De outro lado, instaladores e consumidores interessados no mercado ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado.

São analisadas diferentes alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica e estas são diferenciadas pela forma como valoriza energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia desde o valor total de tarifa (TUSD + TE) até somente o valor da energia da TE.

A análise desenvolvida AIR 04/2018 faz a projeção do número acumulado de microgeração instalada nos diferentes cenários de remuneração das injeções aos clientes geradores, e obtém como resultado, nas alternativas mais extremas, que a quantidade de micro geradores instalados diminui de 3,1 milhões em 2035 remunerando a totalidade da tarifa (Net Metering) a 1,2 milhões em 2035 somente remunerando a componente de energia. Isto se deve a que instalar geração distribuída se torna um investimento menos atrativo cujo *payback* também é afetado mudando de 5 anos com Net Metering até 8 anos remunerando somente a componente de energia da tarifa.

Uma das incertezas enfrentadas pelos investidores em GD nesse cenário seria a possível aplicação da tarifa binômica aos consumidores conectados em baixa tensão. Caso isso acontecesse, os retornos obtidos pela instalação de micro ou minigeração seriam reduzidos, aumentando o *payback* e diminuindo o número de interessados. Caso esse aumento no *payback* seja significativo, correr-se-ia o risco de que o número de conexões de GD fosse reduzido, impactando negativamente na consolidação do mercado.

De acordo com as análises feitas pela AIR, se fosse mantida a alternativa de Net Metering após a revisão da norma (a partir de 2020), haveria um prejuízo para os demais consumidores da ordem de 4,7 bilhões de reais, no período de análise considerado (entre 2020 e 2035). No entanto, se fosse alterado o Sistema de Compensação para qualquer uma das demais alternativas, haveria um ganho líquido positivo entre 8 e 10 bilhões de reais.

Nas respostas da ANEEL às contribuições da CP 10/2018, a Agência continua aprofundando essa última linha de análise, colocando o foco na busca de evitar o subsídio entre os prosumidores e os consumidores sem GD.

- **ABRADEE:**

Nas contribuições da Consulta Pública 10/2018, a ABRADEE menciona sua preocupação respeito dos subsídios cruzados: A tarifa de energia elétrica é composta por quatro componentes principais, fora os tributos do Estado: geração, transmissão, distribuição e encargos. As três primeiras componentes remuneram e custeiam os respectivos serviços, enquanto que os encargos são utilizados para bancar outros subsídios tarifários como a Tarifa Social de Energia Elétrica aos consumidores de baixa renda, os subsídios às fontes alternativas e outras sete rubricas. Dessa forma, quando a energia injetada pela mini e microgeração nas redes elétricas é integralmente compensada para uso posterior, é como se sistema estivesse adquirindo-a ao valor integral da tarifa de fornecimento de energia elétrica, ou seja, em torno de R\$ 500/MWh, enquanto que a componente exclusivamente de geração está na ordem de R\$ 230/MWh. O subsídio só não é maior, pois os usuários do SCEE²⁷ pagam o consumo mínimo da ordem de R\$ 50 ao mês, ou seja, uma pequena fração do que seria a tarifação adequada, baseada na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

Já na contribuição submetida no marco da AP 01/2019, a ABRADEE responde aos argumentos vertidos pelos agentes interessados na manutenção do atual esquema de negócio da SCEE (Net Metering), argumentando com clareza que: *as fontes renováveis já são competitivas e continuarão em crescimento, independentemente do cenário avaliado*, e ressalta a importância de *que há um esforço governamental e da sociedade para reduzir subsídios ineficientes ou injustificados, que não tem porque ser orçados pelas distribuidoras como a única provedora de serviços aos beneficiados do SCEE*, com o qual finalmente propõe seu posicionamento²⁸ nos seguintes termos:

1. *Oferecer prazo de permanência da regra vigente aos atuais beneficiados do SCEE, conforme estudos quantitativos do retorno de investimento;*
2. *Destinar as discussões sobre as externalidades positivas e negativas do atual modelo de negócio da GD ao MME objetivando avaliar a pertinência de alocar e/ou destinar encargos da CDE; e*

²⁷ SCEE: Sistema de Compensação de Energia Elétrica

²⁸ Para argumentação dessas propostas principais a ABRADEE tem contribuído com estudos técnicos específicos.

3. *Aplicar a TUSD binômica a todos os beneficiados do SCEE, como já ocorre aos conectados em Média Tensão, sem a componente tarifária da CDE, transitoriamente, até as conclusões dos estudos da recomendação (2) ou até a próxima revisão da REN 482, o que ocorrer primeiro.*

- **Distribuidoras:**

Na CP 10/2018, as distribuidoras fizeram contribuições respeito dos subsídios cruzados gerados a partir do SCEE:

“Mesmo que uma unidade consumidora com Geração Distribuída associada seja capaz de gerar a integralidade da energia que consome, graças ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, geração e consumo não precisam ser simultâneos. Dessa maneira, esses consumidores dependem do sistema de distribuição das concessionárias. Dessa forma, ao creditarem-se integralmente da TUSD pela energia gerada, os custos regulatórios cobertos por essa parcela tarifária, que garantem a remuneração, operação e manutenção dos ativos elétricos, bem como as perdas intrínsecas à atividade de distribuição e encargos setoriais, serão redistribuídos entre os demais consumidores da área de concessão e a própria distribuidora.

Mesmo a TE, como se observa nas funções de custo atribuídas aos seus componentes, vemos a existência de subsídio cruzado para cobertura de TE Transporte, TE Perdas e TE Encargos, sendo admitida a exclusão dos custos de ESS/ERR, relacionados à Energia.

Dessa forma, ao pagar apenas pelo consumo sem cobertura da geração produzida na UC, todos os custos relacionados à TUSD e uma parcela considerável dos custos associados à TE estão sendo subsidiados a estes consumidores beneficiados pelo SCEE.”

Outras vantagens e desvantagens são:

“De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão no sistema de transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar, proteger e planejar suas redes.”

Ainda, nas contribuições da AP 01/2019, a maioria das distribuidoras tem expressado contribuições com posicionamento na mesma linha da ABRADEE.

Um ponto importante a destacar das contribuições de algumas distribuidoras tem a ver com a responsabilidade no uso da rede, onde indicam que a GD não deve ser considerada como uma ação de eficiência energética²⁹ mais, e que a energia autoconsumida deveria ser considerada na apuração dos subsídios cruzados entre consumidores com e sem painéis.

- **Órgãos representativos dos consumidores**

O Conselho de Consumidores vê o cenário não favorável, referente ao preço da tarifa de energia elétrica, ao consumidor a energia vai se tornar mais cara, ainda mais com a carga tributária existente no País. Um dos fatores que o consumidor que instala uma geração, hoje, ele transfere os custos aos demais consumidores da distribuidora.

Também, menciona que as constantes intervenções políticas no setor dificultam eventuais previsões para os consumidores.

Contudo, nas contribuições à AP 01/2019, estes órgãos expressaram a necessidade de aplicação de tarifa binômia, quando menos, para os consumidores de GD e coincidem na necessidade de eliminar os subsídios cruzados entre os consumidores com e sem painéis solares. Também indicaram que, por motivos da inserção da GD, tanto os eventuais investimentos adicionais para adequação das redes quanto as reduções de perdas na distribuição, deverão ser adequadamente calculadas e repassadas às tarifas.

V. Transição para novos desenhos

Existe uma necessidade urgente de melhorar o desenho das tarifas residenciais, mas, em muitos casos, as decisões regulatórias acerca da melhor maneira de avançar estão sendo adiadas e atrasadas. Então, como pode o setor preencher a lacuna de discordâncias e resolver os pontos de vista opostos identificados na Seção IV deste documento?

Propomos várias atividades importantes que ajudarão a abordar as principais preocupações das partes interessadas e a avançar de maneira produtiva com uma abordagem orientada ao consenso para a transição para desenhos de tarifas de distribuição alternativos. As ideias apresentadas nesta seção não pretendem ser uma lista de verificação abrangente das atividades necessárias para a transição para desenhos tarifários de distribuição alternativos³⁰, nem são necessariamente pré-requisitos para uma transição bem-sucedida.

Recomendação nº 1: quantificar os impactos das faturas, especialmente para consumidores de baixa renda

²⁹Associações de geradores e de consumidores defendem esse entendimento.

³⁰ Trata-se de recomendações para a implementação de novas tarifas para a totalidade dos clientes de baixa tensão, sendo que o caso das tarifas para clientes de geração distribuidora responde a outras motivações e deveria ser avaliada em forma independente e específica.

Conforme mencionado neste documento, a análise do impacto da fatura ajudará a identificar os consumidores com reduções de contas e os consumidores com aumento de faturas sob as novas tarifas. Além de abordar a magnitude geral das mudanças nas faturas do consumidor, essa análise também é útil para determinar outros fatores importantes, mas às vezes negligenciados, como a volatilidade das faturas mensais. À medida que os medidores inteligentes sejam implantados, essa análise pode ser realizada com níveis crescentes de sofisticação e percepção.

Recomendação nº 2: Avaliar a compreensão dos consumidores sobre as novas tarifas através de estudos de mercado

Muitas vezes existem preocupações relacionadas à incapacidade do consumidor de entender novas estruturas tarifárias. Grupos de foco e pesquisas podem ser usados para testar essa hipótese. Por exemplo, grupos de foco ajudarão a conhecer a eficácia de diferentes mensagens educacionais e de marketing com os consumidores. Através de uma análise conjunta com pesquisas, a atratividade de diferentes desenhos de tarifas poderia ser mensurada.

Além disso, é possível que os novos desenhos de tarifas de distribuição com fortes sinais de preço sejam “absorvidos” pelos fornecedores, em vez de repassados aos consumidores. Nesse cenário, os fornecedores poderiam oferecer aos consumidores oportunidades de reduzir suas contas por meio de várias iniciativas de resposta do lado da demanda. Novos modelos de negócios de fornecedores nesse sentido poderiam ajudar a resolver o problema da compreensibilidade do consumidor, ao mesmo tempo em que proporcionam economia de custos.

Recomendação nº 3: Avaliar a resposta do consumidor a novos desenhos de tarifas através de análise empírica

Também será importante desenvolver uma melhor compreensão da resposta do consumidor aos novos desenhos tarifários. Caso os consumidores puderam deslocar a carga, eles podem reduzir suas faturas sob certas estruturas tarifárias. Pilotos bem desenhados ofereceriam a vantagem de testar novos desenhos de tarifas “ao vivo”, porém controlados. Os pilotos seriam projetados para imitar uma oferta em grande escala. Devido as oportunidades potenciais que alguns dos novos desenhos de tarifas criarão para as tecnologias de redução de demanda “de trás dos medidores” (como aparelhos inteligentes e armazenamento de energia), seria útil incluir várias ofertas tecnológicas no piloto.

Seria interessante manter uma base de dados de resultados à medida que as atividades de pesquisa avançam. Comparar e contrastar os resultados de diferentes estudos piloto forneceria informações valiosas sobre os impactos relativos dos desenhos tarifários e das metodologias de avaliação.

Recomendação nº 4: Estabelecer um diálogo aberto no setor sobre a reforma da tarifa de distribuição

Dado o interesse emergente do setor no desenho da tarifa de distribuição, seria prudente convocar as partes interessadas para discutir essas questões. Os participantes podem ser de empresas de serviços públicos energia elétrica, reguladores e partes interessadas. As reuniões

podem consistir em workshops estruturados ou sessões de discussões focadas sobre as principais questões identificadas neste documento. O evento (ou série de eventos) poderia apresentar estudos de casos de concessionárias em outras jurisdições que atualmente oferecem novas tarifas, exibições dadas por empresas de tecnologia sobre o papel que os novos desenhos tarifários podem desempenhar em seus negócios e apresentações sobre os resultados das atividades de pesquisa, descrito anteriormente nesta seção. Embora não seja razoável esperar que todos os participantes deixem as reuniões acordando completamente sobre todas as questões, será uma oportunidade interessante para discutir ideias de forma produtiva sobre o que vai funcionar, o que não funcionará, e identificar áreas de consenso e avançar em questões de desacordo.

Recomendação nº 5: Desenvolver um plano de educação do consumidor

Nos casos em que o consumidor seja exposto ao novo desenho da tarifa de distribuição, será fundamental desenvolver também um plano de educação e compromisso ao consumidor. Em cada etapa do processo de desenho de tarifas, as decisões sobre como projetar a tarifa estariam atreladas às suas implicações para as comunicações do consumidor. Associando estas atividades aumentará a probabilidade de a tarifa ser aceita pelos consumidores.

Recomendação nº 6: Introdução progressiva da nova tarifa

Nos casos de inserção de novas estruturas tarifárias para todos os consumidores de uma classe ou nível de tensão, como por exemplo, nos casos de mudança para cargos por demanda, introdução massiva de tarifas horárias ou aumento do cargo fixo, e recomendável considerar uma transição gradual na sua aplicação.

A introdução gradual de uma nova estrutura tarifária ajudará a reduzir o impacto da fatura que será experimentado pelos consumidores e/ou fornecedores, e lhes dará tempo para se adaptarem à nova estrutura tarifária. Existem várias opções para a introdução progressiva da nova tarifa. As tarifas poderiam ser incrementadas ao longo de um período (por exemplo, começando com uma TOU muito modesta e aumentando-a anualmente até a tarifa desejada a ser atingida). Alternativamente, poderia ser oferecida a todos os consumidores a proteção das suas faturas (ou seja, garantir aos consumidores que sua fatura não será mais elevada do que seria com a antiga tarifa). Isso poderia ser feito em uma base temporária e gradualmente, até eliminar por completo (por exemplo, de 100% de proteção de faturas no ano 1, a 50% de proteção de faturas no ano 2, e aplicação total da nova tarifa no ano 3). Outro mecanismo poderia propor que a conta de um consumidor seja calculada como a média ponderada de sua conta com a tarifa anterior e com a nova tarifa, tornando-se a média cada vez mais ponderada para a tarifa nova sobre o tempo. Cada uma destas opções é matematicamente equivalente, mas pode ter um impacto diferente nos consumidores. Com uma análise cuidadosa do impacto das faturas, estas opções poderiam ser desenhadas para limitar grandes mudanças nas faturas experimentadas por qualquer consumidor, predeterminando um nível máximo.

Por outra parte, resulta fundamental que o desenho tarifário não favoreça alguns consumidores em detrimento de outros consumidores ou da Distribuidora do serviço. Assim, nos casos em que a reforma tarifária procure a recomposição do equilíbrio e da equidade entre consumidores, ou

entre consumidores e concessionária (ex. migração de um esquema de compensação de *net metering* para *net billing*), e sua adoção progressiva possa incentivar comportamentos estratégicos por parte dos agentes, a reforma tarifária deverá ser adotada em forma direta e com a maior celeridade possível. Sob um modelo regulatório do tipo preços teto (*price cap*), como é o caso no Brasil, uma transição gradual implicaria na continuidade da perda de receita da Distribuidora ou em aumentos indevidos nas tarifas de outros consumidores durante o tempo de migração. Assim, o regulador deverá procurar a forma de corrigir esses desvios no menor tempo possível, dentro do período proposto para a transição.

Recomendação nº 7: Considerar a proteção dos consumidores vulneráveis

As reformas tarifárias são naturalmente norteadas pelos preceitos da equidade e da alocação justa dos custos, sendo que um desenho tarifário apropriado resolve em muitos casos os problemas de equidade entre consumidores.

Entretanto, com qualquer transição de tarifas, muitas vezes há um forte foco nas políticas para garantir que os consumidores vulneráveis não sejam sobrecarregados com grandes aumentos na fatura. Isso poderia ser abordado de várias maneiras. Por exemplo, uma isenção da tarifa alternativa poderia ser dada ao segmento de consumidores vulneráveis, com base na elegibilidade de renda ou outros critérios. Os descontos poderiam ser oferecidos para permitir que a tecnologia, como um termostato inteligente ou um aquecedor de água, ajudasse os consumidores a gerenciar sua demanda em resposta ao novo desenho de tarifas.

Por fim, entende-se que a proteção dos consumidores vulneráveis não deveria provir de recursos tarifários do serviço, mas preferencialmente de políticas públicas criadas e dedicadas para esse fim, em benefício da transparência. Deve-se considerar ainda que o auxílio a esses consumidores corresponde a uma responsabilidade social mais ampla e que resulta em efeitos positivos para a sociedade como um todo. Por outro lado, a compensação tarifária em determinadas áreas ou concessões com elevada participação de consumidores vulneráveis pode trazer efeitos de médio ou alto impacto econômico sobre o restante dos consumidores.

Não existe o desenho tarifário “perfeito”. Entretanto, com uma transição bem planejada e coordenada, e levando em consideração toda a gama de critérios de desenhos tarifários, existe uma possibilidade de que o novo desenho de tarifas de distribuição forneça melhorias significativas em relação à tarifa existente para consumidores, concessionárias e partes interessadas.

VI. Referências

- Brown, Toby, Ahmad Faruqui, and Lea Grausz, “Efficient Tariff Structures for Distribution Network Services,” *Economic Analysis and Policy*, 48, December 2015.
- Faruqui, Ahmad, Lea Grausz, and Cecile Bourbonnais, “Transitioning to Modern Residential Rate Designs,” *Public Utilities Fortnightly*, January 2019.
- Faruqui, Ahmad, Sanem Sergici, and Cody Warner, “Arcturus 2.0: A Meta-analysis of Time-varying Rates for Electricity,” *The Electricity Journal*, 30 (10), December 2017.
- Faruqui, Ahmad, Sanem Sergici, and Lamine Akaba, “Impact Evaluation of the SEP 2010 Pilot,” prepared for Baltimore Gas & Electric, March 2011.
- Faruqui, Ahmad, Sanem Sergici, and Jennifer Palmer, “The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers,” IEE Whitepaper, June 2010.
- Georgia Power website. (<https://www.georgiapower.com/>)
- Hanser, Philip, Roger Lueken, Will Gorman, and James Mashal, “The Practicality of Distributed PV-Battery Systems to Reduce Household Grid Reliance,” *Utilities Policy*, 46, June 2017.
- Hledik, Ryan, John Higham, and Ahmad Faruqui, “The Emerging Landscape of Residential Rates for EVs: Creative Design Ahead,” *Public Utilities Fortnightly*, May 2019.
- Hledik, Ryan and Jurgen Weiss, “Increasing Electric Vehicle Fast Charging Deployment: Electricity Rate Design and Site Host Options” prepared for the Edison Electric Institute, January 2019.
- Hledik, Ryan, Jake Zahniser-Word, and Jesse Cohen, “Storage-oriented Rate Design: Stacked Benefits or the Next Death Spiral,” *The Electricity Journal*, 31 (8), November 2018.
- Hledik, Ryan, “Rediscovering Residential Demand Charges,” *The Electricity Journal*, 27 (7) August/September 2014.
- Inskeep, Benjamin, et al., “The 50 States of Solar” prepared by the NC Clean Energy Technology Center and Meister Consultants Group, 2015.
- RefE, Mercados, and Indra, “Study on Tariff Design for Distribution Systems,” prepared for the European Commission Directorate-General for Energy, January 28, 2015.
- Rubin, Scott J., “Moving Toward Demand-Based Residential Rates,” *The Electricity Journal*, 28 (9), November 2015.
- Schwartz, Lisa, et al., “Recovery of Utility Fixed Costs: Utility, Consumer, Environmental, and Economist Perspectives,” Lawrence Berkeley National Lab, June 2016.
- ANEEL. (2013). ANEEL. Obtido de http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=k1ud5axD&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsul

tasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_

Ferreira, S. d. (2015). *ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DA ADESÃO À TARIFA BRANCA COMO FORMA DE GESTÃO ENERGÉTICA RESIDENCIAL*.

Marco Legal e Regulatório do cargo baseado na demanda:

Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968;

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;

Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016.

Marco legal e regulatório da tarifa branca:

Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010;

Nota Técnica n.º 311/2011-SRE-SRD/ANEEL, de 17 de novembro de 2011

Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012

Nota Técnica nº 94/2012-SRE-SRD/ANEEL

Nota Técnica nº 197/2012-SRE-SRD/ANEEL, de 25 de junho de 2012

Nota Técnica nº 1/2013-SRC/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2013

Nota Técnica nº 21/2014-SRC/ANEEL, de 12 de maio de 2014

Resolução Homologatória nº. 2.023, de 8 de março de 2016

Resolução Homologatória nº 2.065 de 19 de abril de 2016

Resolução Normativa ANEEL nº 733, de 06 de setembro de 2016

Marco legal e regulatório da Geração Distribuída:

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;

Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015;

Resolução Normativa ANEEL nº 789, de 17 de outubro de 2017;

Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST;

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.