

## O Estado da Arte da Resposta da Demanda no Brasil

Monique Coimbra<sup>1</sup>

Walas Júnior<sup>2</sup>

Caroline Chantre<sup>3</sup>

### Introdução

Diante do atual cenário de modernização do setor elétrico, as redes inteligentes (*smart grids*) têm ganhado cada vez mais relevância. De acordo com Lamin (2013), o conceito de redes inteligentes se refere à intensificação da digitalização e à introdução de novas tecnologias no setor elétrico, tornando a rede mais moderna e eficiente.

A implantação de Recursos Energéticos Distribuídos (REIs) está inserida no processo mais amplo de transformação do setor energético, dado que as tecnologias associadas às *smart grids* atuam na ampliação e na integração dos três *drivers* principais da transição energética - descarbonização, descentralização e digitalização. Dentre estas tecnologias, estão os medidores inteligentes, os instrumentos de automação, a tecnologia da informação, a geração distribuída, o armazenamento distribuído e, por fim, a resposta da demanda, que será discutida neste artigo.

A resposta da demanda (RD) é conceituada por Albadi e El-Saadany (2008) como a mudança no consumo de energia elétrica por parte do usuário em relação ao seu padrão de uso, como reação a um incentivo financeiro ou a uma alteração nas tarifas por parte da distribuidora. Este mecanismo é interessante tanto para o consumidor, que poderá reduzir seus gastos com energia elétrica apenas alterando seu perfil de consumo, quanto para as *utilities*, que conseguirão reduzir a demanda por eletricidade nos momentos de pico e, conseqüentemente, trazer mais confiabilidade ao sistema.

Para analisar o impacto positivo de programas de resposta da demanda, é fundamental entender a necessidade de se reduzir os picos de demanda no sistema elétrico. Uma característica importante no mercado de energia é a complexidade da operação, associada à dificuldade de armazenamento de eletricidade em larga escala. Portanto, os sistemas elétricos trabalham de modo a igualar a oferta (geração) e a

---

<sup>1</sup> Pesquisadora Júnior do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL).

<sup>2</sup> Pesquisador Júnior do GESEL.

<sup>3</sup> Pesquisadora do GESEL.

demanda (consumo), evitando, assim, problemas de fornecimento. Neste sentido, deve-se visar a redução dos picos, pois, caso a demanda esteja alta em relação à oferta, haverá a necessidade de acionamento de fontes cuja geração é mais cara, como as usinas termelétricas, por exemplo.

Além disso, é importante tornar a curva de demanda diária mais uniforme, pois as fontes de geração não convencionais, que possuem característica volátil, têm crescente participação na matriz energética, o que adiciona um grau de imprevisibilidade à operação. Deste modo, a resposta da demanda atuará como uma forma de lidar com esta complexidade operacional, além de incentivar a redução de picos e o preenchimento de vales. Existem dois diferentes grupos de resposta da demanda, baseada em preços e baseada em incentivos, analisados abaixo.

### **Resposta da Demanda Baseada em Preços**

A resposta da demanda baseada em preços parte do princípio de que os consumidores terão um incentivo, através das tarifas, para alterar seu perfil de consumo. Para que isso ocorra, a tarifa será mais elevada, quando o operador desejar reduzir a demanda por energia, e mais baixa, quando quiser incentivar o consumo. Assim, o consumidor terá a possibilidade de reduzir seus gastos com energia elétrica ao ajustar sua demanda aos períodos em que o preço esteja reduzido. Destaca-se que, nos modelos de resposta da demanda deste tipo, a tarifação reflete melhor os valores reais de atendimento do consumo ao longo do dia (EPE, 2019).

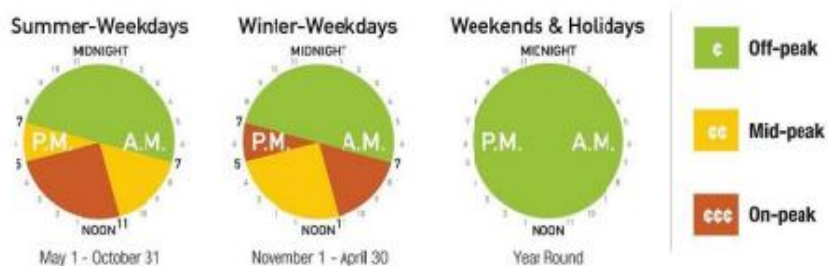
De acordo com Muller (2016), há quatro tipos de resposta da demanda baseada em preços sendo utilizados no mundo, os quais serão explicados a seguir.

#### ***Time of Use - TOU***

Neste tipo de resposta da demanda, o dia é dividido em diferentes períodos, com uma programação distinta de tarifas correspondente a cada um deles. Esta periodização irá conter um ou mais intervalos condizentes ao horário de pico e um ao horário fora de pico, podendo conter, também, períodos intermediários. Além disso, a programação tarifária poderá ser diferente em estações úmidas e secas. Segundo Faruqi, Hledik e Palmer (2012), na resposta da demanda do tipo TOU, o consumidor terá certeza de quanto custarão as tarifas e quando elas ocorrerão. Este modelo é o mais simples e não reflete as condições em tempo real do sistema elétrico, o que se mostra uma desvantagem.

Um exemplo de aplicação deste tipo de RD é o *Regulated Price Plan* de Ontário, Canadá. O plano possui duas versões pelas quais o consumidor pode optar, sendo uma delas a TOU. Neste caso, o dia é dividido em três períodos: ponta, intermediário e fora de ponta. Para melhor reproduzir as condições reais do sistema, os horários de ponta e intermediário são diferentes nas estações verão e inverno (Figura 1). Embora tenham a opção de rejeitar essa tarifa, mais de 90% dos consumidores elegíveis continuam na TOU.

Figura 1 - Horários da tarifa TOU



Fonte: PowerStream, 2019.

### ***Critical Peak Pricing - CPP***

Neste modelo, o consumidor pagará uma tarifa mais alta em dias em que o sistema elétrico está excessivamente pressionado ou o custo de geração está mais alto. Os clientes são avisados geralmente um dia antes dos eventos de demanda crítica, os quais ocorrem em um número limitado de dias no ano. Em compensação, há um desconto na tarifa nos outros dias do ano.

Este tipo de resposta da demanda é aplicado nas três principais *utilities* da Califórnia, EUA. Os “*CPPs days*” são os dias em que a demanda está muito alta, de modo que os consumidores serão avisados e deverão reduzir o consumo por um período de 14 a 18 horas, considerando que a tarifa estará a níveis muito elevados. Estes eventos são limitados a 18 ocorrências por ano e nos outros dias a tarifa é mais barata do que o convencional. O programa desenvolvido nas três concessionárias da Califórnia apresenta resultados consistentes, o que é demonstrado pela redução média da demanda para consumidores comerciais e industriais da PG&E de, aproximadamente, 5,2% durante os 12 eventos ocorridos em 2016 (EPE, 2019).

### ***Peak Time Rebate - PTR***

O modelo funciona com base nos mesmos princípios do CPP, porém, ao invés de pagarem mais caro para consumir nos momentos de alta demanda, o consumidor é pago para reduzir a carga em relação a sua linha de base nestes períodos. Caso não queira participar da redução, o consumidor pagará a tarifa convencional em vigor.

O programa PTR é aplicado pela *Baltimore Gas and Electric Company*, em Maryland, EUA. Nos dias em que há previsão de demanda elevada, ocorrem os *Energy Savings Days* e o consumidor é notificado para reduzir o seu consumo. Assim, a concessionária analisará os dados e comparará a redução com uma linha de base, calculada utilizando dias similares. O participante, então, receberá US \$1,25 por kWh economizado (EPE, 2019). Destaca-se que o impacto do programa é elevado, chegando a mais de 300 MW de redução da demanda.

### ***Real Time Pricing - RTP***

Este tipo de resposta da demanda baseada em preços é o mais complexo entre os quatro apresentados, no entanto é o que melhor representa a situação do sistema elétrico em tempo real. No RTP, o consumidor é informado com um dia de

antecedência das tarifas por hora. Assim, os custos reais para geração e transmissão são fielmente retratados na tarifa.

Este modelo é amplamente utilizado na Espanha, com o *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* sendo o principal exemplo, no qual o preço, para cada hora, é determinado considerando as tarifas de acesso, os encargos de custo de produção da energia e o custo de gestão comercial. Este caso demonstra um dos modelos de tarifação mais avançados para pequenos e médios consumidores.

### **Resposta da demanda baseada em preços no Brasil**

No Brasil, a resposta da demanda baseada em preços é aplicada através de dois modelos: a Estrutura Tarifária Horosazonal e a Tarifa Branca. Ambas as estruturas são do tipo TOU, ou seja, dividem o dia em períodos, de acordo com as condições de oferta e demanda de eletricidade ou custo médio de geração, e cobram diferentes tarifas para o consumo em cada um deles (EPE, 2019). A diferença entre os dois modelos está no público atendido e nas especificidades que serão pontuadas a seguir.

#### ***Estrutura Tarifária Horosazonal***

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este modelo de tarifação é caracterizado “*pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano*” (2012). A Estrutura Tarifária Horosazonal é composta por dois tipos de tarifas, a Tarifa Azul e a Tarifa Verde. Cabe ao consumidor analisar e escolher em qual modelo de tarifação se enquadrar, de acordo com o que for mais vantajoso tendo em vista o seu padrão de o seu consumo.

#### ***Tarifa Azul***

Segundo o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL, 2011), o enquadramento nesta estrutura de tarifação é obrigatório aos consumidores dos Grupos A1, A2 e A3 (consumidores com nível de tensão acima de 69 kV), contudo é opcional para os consumidores dos grupos A3a (30 a 44 kV), A4 (2,3 a 25 kV) e AS (sistemas subterrâneos).

Como este modelo se aplica apenas a consumidores do Grupo A, a tarifa é binômia, ou seja, constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Desta forma, a fatura de energia dos consumidores enquadrados na Tarifa Azul será composta por uma parcela referente ao consumo e outra à demanda faturável, além de, caso haja, demanda de ultrapassagem.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, na Tarifa Azul, há a “*aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia*” (ANEEL, 2010). Tanto a tarifa de consumo de energia elétrica ativa quanto a de demanda faturada são mais caras nos horários de ponta e a tarifa de consumo é, também, mais elevada em períodos secos

(de maio a novembro). Caso a demanda seja maior do que os limites de tolerância para a demanda contratada, é cobrada, ainda, a tarifa de demanda ultrapassada, a qual também se diferencia em horários de ponta.

### *Tarifa Verde*

Diferentemente da Tarifa Azul, esta estrutura somente se aplica aos consumidores dos grupos A3a, A4 e AS, sendo opcional para os três grupos. A Tarifa Verde também é binômica e, portanto, é constituída pelas parcelas de consumo (na ponta e fora dela) e demanda faturável. Caso haja, também é paga uma tarifa de ultrapassagem.

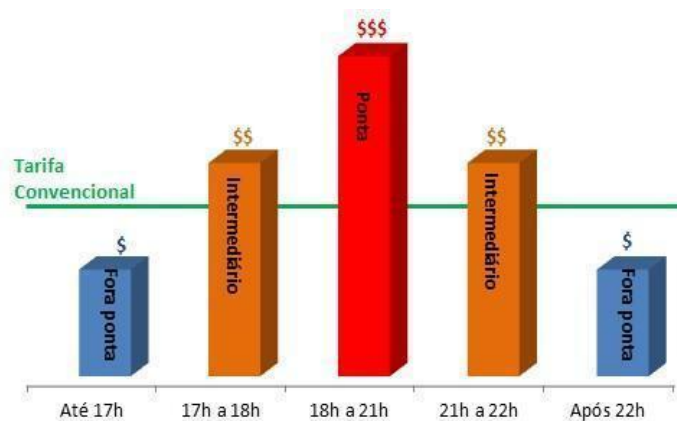
Ainda de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, a Tarifa Verde é uma “modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência” (ANEEL, 2010). Assim, a tarifa de consumo de energia é maior em horários de pico, bem como em períodos secos. No entanto, ao contrário da Tarifa Azul, neste caso, a tarifa de demanda de potência é única. Ademais, a tarifa de ultrapassagem se aplica somente quando a demanda contratada é ultrapassada em 10%.

### *Tarifa Branca*

A Tarifa Branca é uma opção à tarifa convencional para o Grupo B, composto por consumidores de baixa tensão (abaixo de 2,3 kV). Neste grupo, estão enquadrados os consumidores residenciais (subgrupo B1), rurais (B2) e industriais, comerciais, de serviços e outras atividades (B3). O grupo B4 (iluminação pública) e os consumidores da subclasse baixa renda da classe residencial ou as unidades consumidoras que façam uso do sistema de pré-pagamento, apesar de também pertencerem ao Grupo B, não podem aderir a esta modalidade tarifária (ANEEL, 2020).

Este modelo, diferentemente da Estrutura Tarifária Horosazonal, possui tarifa monômica, ou seja, aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa. Na Tarifa Branca, o dia é dividido em três períodos distintos, sendo eles ponta, intermediário e fora de ponta (Figura 2)

Figura 2 - Tarifa Branca



Fonte: Copel - Tarifa Branca.

Assim, o consumidor pagará mais caro caso consuma nos momentos em que o sistema elétrico está mais pressionado e mais barato em momentos de baixa demanda. Nos feriados nacionais e fins de semana, porém, a tarifa é considerada fora de ponta durante todo o dia. Desta forma, este modelo tarifário se mostra mais vantajoso para consumidores com maior flexibilidade de consumo, pois estes poderão adaptar seu uso da energia para horários fora de ponta. Cabe ressaltar que os horários específicos de cada período devem ser determinados pelas distribuidoras, assim como os valores das tarifas.

### **Resposta da Demanda Baseada em Incentivos**

A resposta da demanda baseada em incentivos tem como característica principal a oferta de incentivos financeiros para a redução do consumo em momentos críticos do sistema. Este tipo de RDA apresenta características de produtos despacháveis, ou seja, para ser acionado necessita de uma ordem de despacho do operador. Destaca-se que este sistema de resposta da demanda funciona de forma independente do sistema por tarifa, podendo coexistir no mesmo consumidor.

Para realizar a medição da real redução de consumo por parte do consumidor, inicialmente, é montada uma linha base de consumo da unidade. A partir desta base, o operador ordena o despacho e, posteriormente, calcula as penalidades a serem aplicadas ou os rendimentos a serem pagos, se for o caso. Existem seis tipos de resposta da demanda baseadas em incentivos, que serão apresentadas a seguir (EPE, 2019).

#### ***Controle de direto da carga (Direct load control)***

Neste programa, a concessionária ou o operador do sistema podem desligar ou reduzir a carga que é enviada ao consumir em momentos pré-determinados. O programa é preferencialmente indicado para consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte e, para ser utilizado, são necessários medidores inteligentes e aparelhos de controle automático. O contato entre a concessionária e os consumidores é realizado por meio de aplicativos, por meio dos quais o cliente é informado que terá a sua carga reduzida e, posteriormente, é remunerado via tarifa, de acordo com a quantidade de KWh de reduzidos (SOUZA, 2010).

Este tipo de resposta da demanda é utilizado nas cidades chinesas de Jiangsu e Shanghai, onde a distribuidora controla a temperatura dos aparelhos de ar condicionado dos consumidores. Observa-se que a tarifa neste projeto é fixa. Na cidade de Jiangsu, o programa, em 2016, contou com a participação de 1.871 consumidores, entre os quais 321 residenciais. No momento mais quente do verão daquele ano, ocorreu uma redução de 213,9 MW (EPE, 2019).

#### ***Interruptibilidade (Interruptible)***

Diferente do anterior, este modelo ocorre pela opção de redução da carga, provendo uma taxa de redução ou créditos nas faturas de energia dos consumidores que

fizerem parte do programa. Para fazer jus ao benefício, o consumidor deve reduzir a sua demanda quando solicitado pelo operador do sistema, com a possibilidade de penalização caso apresente falha na interrupção da carga. Este programa é indicado para indústrias e consumidores comerciais de grande porte (SOUZA, 2010).

O presente modelo é utilizado na Califórnia pela distribuidora SDG&E, que remunera os grandes consumidores que reduzem as suas cargas, quando solicitados pela empresa, em um nível estipulado previamente. Para participar, o consumidor precisa ter disponibilidade para redução de pelo menos 15% da sua carga em relação ao consumo médio em horário de pico no mês, com, no mínimo, 100 kW de redução de carga. O acordo é firmado por meio de um contrato bilateral e a distribuidora oferece um crédito de USD\$ 10,80 por MW reduzido pelo consumidor. Caso haja problemas na redução, haverá uma punição de USD\$ 1,20 durante o inverno e de USD\$ 7,80 durante o verão, por kWh que não for reduzido (EPE, 2019).

#### ***Programas de emergência (Emergency demand response programs)***

Estes programas são caracterizados pelo pagamento da distribuidora aos consumidores, pela redução do consumo em momentos críticos no sistema (EPE, 2019). O modelo é utilizado no Texas, pela Electric Reliability Council of Texas, responsável pela operação do sistema elétrico local. A aplicação é disponível para todos os consumidores, os quais podem participar dos três leilões que são realizados no ano, com a possibilidade de escolher entre dois produtos disponíveis: ERS - 10, no qual o consumidor tem que reduzir a sua carga durante 10 minutos; e o ERS - 30, criado em 2013, no qual o tempo para a redução de carga é de 30 minutos (EPE, 2019).

#### ***Participação Econômica nos Mercados de Energia (Demand Bidding)***

Os consumidores participantes deste programa ofertam a redução de consumo no mercado de energia, com a finalidade de substituir os geradores mais caros no despacho. Este modelo é indicado para os consumidores de grande porte (EPE, 2019).

Este tipo de resposta da demanda é aplicado nos Estados Unidos, na área de operação da empresa PJM. Esta distribuidora possui dois mercados, sendo um em tempo real e um do dia seguinte, e ambos os mercados utilizam o modelo *Demand Bidding*. Algo importante a ser citado é que os participantes da resposta da demanda só são despachados quando a sua redução do consumo não trazer uma redução maior do preço *spot*, o que criaria um prejuízo para o sistema, já que o despacho desta redução será mais caro do que o despacho de uma nova geradora (EPE, 2019).

#### ***Participação no Mercado de Serviços Ancilares***

Este modelo funciona de forma similar ao anterior, porém o consumidor, ao ser incluído no programa, faz uma oferta para reserva ou regulação de tensão. Caso a oferta seja aceita, o operador do sistema pagará ao consumidor para este ficar em *stand by*. Além disso, quando a redução ofertada for necessária, será despachada e o

serviço também será pago pelo operador ao consumidor, valorado ao preço *spot* (EPE, 2019).

Este modelo de resposta da demanda é utilizado na província de Alberta, no Canadá, por meio do Alberta Electric System Operator, operador do sistema elétrico local. Neste caso, os consumidores podem ofertar os seguintes tipos de serviços ancilares: mercado de reserva de operação (reserva de regulação, reserva girante e reserva suplementar) e mercado de controle de frequência (*Load Shed Service for Imports*). Para realizar o papel de reserva suplementar, o consumidor deve ter uma carga de, no mínimo, 5 MW e poderá ser chamado a reduzi-la por até 10 minutos. Já para realizar a reserva girante, o consumidor deve ter uma carga superior a 10 MW e ser conectado diretamente à rede de transmissão (EPE, 2019).

### ***Participação no Mercado de Capacidade***

A participação no mercado de capacidade é caracterizada pela oferta de redução de carga diretamente neste mercado, substituindo a geração convencional ou trazendo novos recursos (EPE, 2019). Este tipo de programa é utilizado na Colômbia, onde recebe o nome de Encargo de Confiabilidade. Dado que o país possui 65% da sua geração elétrica de matriz hídrica e uma restrita possibilidade de expansão, esta aplicação se iniciou no ano de 2006, tendo como base as Obrigações de Energia Firme. A resposta da demanda não é realizada por meio de leilões, mas através de contratos, chamados de Demanda Desconectável Voluntária. Neste caso, o gerador realiza a compra da redução de consumo do usuário, podendo ser uma comercializadora ou um grupo de consumidores, que são remunerados de acordo com o previsto em seu contrato (EPE, 2019).

## **Resposta da Demanda Baseada em Incentivos no Brasil**

### ***Projeto-piloto de Resposta da Demanda***

O projeto-piloto de resposta da demanda no Brasil foi instituído pela Resolução Normativa nº 792/2017, fruto da Audiência Pública nº 43, realizada no mesmo ano. Inicialmente, conforme consta no artigo 4º da Resolução, só seriam habilitados para participação no projeto “os consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182/2015, conectados na rede de supervisão do ONS e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste”, além dos agregadores de carga destes consumidores (ANEEL, 2017).

O objetivo principal do projeto é substituir o despacho térmico fora da ordem de mérito, o qual apresenta um custo alto, mas é necessário devido ao uso de energias renováveis intermitentes, como a solar e eólica, e à redução do nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas. Ao invés de despachar as usinas térmicas, no projeto, o ONS emite uma ordem de redução de carga para os consumidores, de acordo com o que foi ofertado (CCEE, 2020).

A contratação do serviço é realizada por meio de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), no qual é formulada a linha base de consumo que será o



parâmetro utilizado pelo ONS para futuros despachos. Esta linha é formulada da seguinte forma: no início do contrato, é produzida uma curva para cada dia da semana, considerando as 10 últimas semanas, a fim de se analisar possíveis distúrbios no consumo, com uma margem de desvio superior e inferior de 10% a partir da linha base. As próximas linhas de base serão calculadas da mesma maneira do que a inicial, porém considerando os cinco últimos dias (no mesmo dia da semana, que foi criada a linha base inicial), excluindo os feriados (CCEE, 2020, CCEE; ONS, 2019).

Após a aprovação da Resolução e até o presente momento, somente duas empresas aderiram ao projeto, sendo elas a Braskem, localizada no estado da Bahia, cujo CPSA foi celebrado em maio de 2018, e a Cimento Apodi, localizada no estado do Ceará, cujo CPSA foi celebrado em outubro do mesmo ano. Até a apresentação do segundo relatório do programa pela CCEE, somente a Braskem tinha sido despachada pelo ONS para reduzir a demanda, ofertando um montante de 10 MWh, ao preço de R\$ 350/MWh (CCEE; ONS, 2019).

Em reunião extraordinária, realizada em dezembro de 2020, a ANEEL aprovou a ampliação do projeto piloto para todo o Brasil, através da Resolução Normativa ANEEL nº 911/2020, que entrou em vigor no dia 1º de fevereiro de 2021, mantendo todos os outros aspectos do programa. A expansão do projeto é um ponto analisado desde o primeiro relatório da CCEE sobre o projeto piloto, no qual é apresentada a possibilidade e a necessidade de ampliar o programa para todos os subsistemas operados pelo ONS, tendo em vista a intenção de participação de consumidores de outras regiões (CCEE; ONS, 2018).

Na agenda regulatória da ANEEL para o próximo biênio (2021 -2022), existem dois pontos que tratam da resposta da demanda. O primeiro, a ser realizado no primeiro semestre de 2021, trata dos Recursos Energéticos Distribuídos em geral, tendo como objetivo a tomada de subsídios. O segundo deve ser realizado no segundo semestre de 2021, tendo como objeto a revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 792/2017 (ANEEL, 2021).

## **Conclusão**

O presente artigo apresentou os tipos de resposta da demanda discutidos na literatura e descreveu os modelos utilizados no Brasil. Foi observado que o país conta com modelos de tarifação que permitem a implementação de programas de RD baseados em preços, mas que não estão disponíveis a todos os consumidores. Em 2017, implantou-se o programa piloto de resposta da demanda baseada em incentivos, porém, somente neste ano (2021) e ainda com restrições aos consumidores elegíveis, o plano foi expandido para todo o país.

Dito isso, conclui-se que o Brasil já possui experiência na questão da resposta da demanda, implementada no país desde 2012 com a Estrutura Tarifária Horosazonal, voltada para consumidores de média e alta tensão e já consolidada no mercado. No entanto, a Tarifa Branca, que é direcionada aos consumidores de menor porte, ainda não está sendo utilizada de forma ampla. Dentre os possíveis desafios para a adoção

em larga desta tarifa, destaca-se a ausência de conhecimento dos consumidores elegíveis acerca dos seus benefícios.

Ademais, o projeto piloto implementado pela Resolução Normativa nº 792/2017, apesar de ter mais de três anos de vigência, só possui dois participantes. A partir da recente abertura para a participação de consumidores de todos os subsistemas do país, espera-se que o número de participantes aumente, ampliando a posição deste programa de resposta da demanda baseado em incentivos no Brasil. Além disso, segundo o Mapa Regulatório ONS, há discussões previstas para o aprimoramento do programa, incluindo aspectos relacionados aos serviços ancilares, à reserva de potência operativa, ao atendimento à ponta da curva de carga e à maior flexibilidade no balanço geração-carga (ONS, 2021). Isso traz uma expectativa de que o programa ganhará mais relevância no sistema.

Torna-se claro, portanto, que programas de resposta da demanda ainda são pouco aplicados no Brasil frente à experiência internacional. Isso é evidenciado ao se constatar que, no país, não há programas baseados em incentivos completamente consolidados e um dos programas baseado em preços não se encontra com máximo aproveitamento.

Baseado no que foi apresentado ao decorrer do texto, o Brasil possui a necessidade de investimento em publicidade para os programas de resposta da demanda, principalmente aos consumidores de menor porte, os quais, em sua maioria, desconhecem os seus benefícios. Este trabalho pode ser realizado pelas concessionárias de distribuição, por meio de informativos online ou notificações na fatura de energia, apresentando os benefícios da resposta da demanda e como ela pode proporcionar uma redução no custo do consumo.

De outro modo, é visto, também, que o projeto piloto de resposta da demanda não teve uma aderência tão grande quanto era esperado. Porém, com a recente mudança que libera a entrada no projeto para todos os submercados do Brasil, cabe aos órgãos responsáveis realizar consultas com os consumidores elegíveis, a fim de melhorar o serviço e, então, expandir a adesão ao projeto.

Em outra frente, para o avanço das tarifas dinâmicas, é necessário que haja a expansão do uso de medidores inteligentes em detrimento dos medidores convencionais. Isso se deve ao fato de que estes instrumentos facilitam ao consumidor e à distribuidora o acesso às informações de consumo e o acompanhamento do comportamento da carga, com a finalidade de garantir o desconto na tarifa.

Pode-se concluir, portanto, que a expansão do uso da resposta da demanda tornará o sistema elétrico nacional mais eficiente e limpo, já que suas principais funções colaboram para uma maior estabilidade da rede, reduzem os custos de geração através da redução de picos de demanda e do preenchimento de vales e aliviam as linhas de transmissão e de distribuição, as quais transmitirão uma potência menor, diminuindo, inclusive, as perdas.

## Referências

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Agenda Regulatória 2021 - 2022**. Brasília, 2021. Disponível em: [Agenda Regulatória 2021-2022](#). Acesso em: 02/03/2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estrutura Tarifária Horosazonal**. ANEEL, 2012. Disponível em: [Estrutura tarifária horosazonal](#). Acesso em: 01/03/2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 792/2017 - Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda**. Brasília, 2017. Disponível em: [REN 792/2017](#). Acesso em: 02/03/2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 911/2021 - Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda**. Brasília, 2021. Disponível em: [REN 911/2021](#). Acesso em: 02/03/2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Azul**. ANEEL, 2010. Disponível em: [Tarifa Azul](#). Acesso em: 01/03/2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Branca**. ANEEL, 2020. Disponível em: [Tarifa Branca](#). Acesso em: 03/03/2021

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Verde**. ANEEL, 2010. Disponível em: [Tarifa Verde](#). Acesso em: 01/03/2021

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. **A summary of demand response in electricity markets**. *Electric power systems research*, v. 78, n. 11, p. 1989-1996, 2008.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras Provisórias de Comercialização - Resposta da Demanda**. São Paulo: CCEE, 2020.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Primeiro Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda**. São Paulo, 2018.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda**. São Paulo, 2019.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **Tarifa Branca**. Copel, 2020. Disponível em: [Copel - Tarifa Branca](#). Acesso em: 01/03/2021

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético**. Brasília: EPE, 2019.

FARUQUI, A.; HLEDIK R.; PALMER, J. **Time-Varying and Dynamic Rate Design**. Boston: The Brattle Group, 2012.

LAMIN, H. **Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil**. (Doutorado em engenharia elétrica) - UnB, Brasília, 2013. Disponível em: [Tese Hugo Lamin](#). Acesso em: 03/03/2021.

MULLER, G. M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**, 2016. (Doutorado em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Disponível em: [Tese - Muller](#). Acesso em: 04/03/20201.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapa Regulatório ONS**, 2021. Disponível em: [Mapa Regulatório ONS](#). Acesso em: 06/03/2021

POWERSTREAM. **Time-of-Use (TOU) Pricing and Schedules**. Disponível em: [Time of Use Pricing](#). Acesso em: 04/03/2021.

PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. **Manual de Tarificação da Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: PROCEL EPP, 2011.

SOUZA, Z. F. **A importância da reação da demanda na formação de preços de curto prazo em mercados de energia elétrica**. 2010. 118p. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: [Tese - Souza](#). Acesso em 05/03/2021.