

NOVAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CLIENTES RESIDENCIAIS: EXPERIÊNCIAS E LIÇÕES PARA O BRASIL

Cristina da Silva Rosa¹

Renata Lèbre La Rovere¹

Lucca Zamboni²

Ana Eduarda Rodrigues de Oliveira³

Vagner Fernandes Tumaz⁴

¹Universidade Federal do Rio de Janeiro

²Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL

³Universidade Federal da Paraíba

⁴Enel

DOI: 10.47168/rbe.v31i1.909

RESUMO

Os avanços em direção à transição energética têm gerado desafios operacionais significativos para a rede elétrica, principalmente devido à intermitência das fontes renováveis, como a energia solar e eólica. Nesse contexto, a resposta da demanda (RD) desponta como uma solução promissora, aumentando a flexibilidade e a confiabilidade do sistema elétrico, ao mesmo tempo em que reduz os custos operacionais e fortalece a resiliência das redes. No Brasil, cuja matriz elétrica é majoritariamente renovável, o atendimento ao crescente consumo de energia no setor residencial representa um desafio, dado o aumento projetado dessa demanda ao longo do tempo. Para enfrentar esse cenário, a implementação de novas modalidades tarifárias, como aquelas inspiradas na Tarifa Branca, surge como uma oportunidade estratégica para aprimorar a gestão do consumo energético. O artigo tem como objetivo investigar experiências internacionais com tarifas baseadas em RD, com foco na *Time-of-Use* (ToU) e na *Peak Time Rebate* (PTR), a fim de identificar boas práticas que possam ser aplicadas aos *sandboxes* tarifários para baixa tensão em desenvolvimento no Brasil. A metodologia adotada combina uma revisão sistemática da literatura com a análise de estudos de caso de países como Portugal, Itália, Reino Unido, Canadá e Estados Unidos, considerando aspectos regulatórios, *design* tarifário, infraestrutura tecnológica, estratégias de clusterização dos consumidores e estratégias de comunicação com os consumidores. Os resultados evidenciam que o sucesso na implementação destas tarifas depende de um *design* adaptado às particularidades locais, da adoção de tecnologias avançadas, como medidores inteligentes, e de uma comunicação eficaz com os

consumidores. As experiências internacionais reforçam a relevância de modelos regulatórios inovadores, como os *sandboxes* tarifários, e de estratégias de adesão *opt-out*, capazes de aumentar a participação e gerar benefícios significativos para o sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Resposta à demanda; Tarifas dinâmicas; *Time-of-use*; *Peak time rebate*; Medidores inteligentes; *Sandboxes* tarifários; Consumo residencial; Transição energética.

ABSTRACT

Advances toward the energy transition have introduced significant operational challenges for power grids, primarily due to the intermittency of renewable energy sources such as solar and wind. In this context, demand response (DR) emerges as a promising solution, enhancing the flexibility and reliability of power systems while reducing operational costs and strengthening grid resilience. In Brazil, where the energy matrix is predominantly renewable, addressing the increasing energy consumption in the residential sector presents a critical challenge given the projected growth in demand over time. To address this scenario, the implementation of new tariff structures, such as those inspired by the Tarifa Branca (White Tariff), represents a strategic opportunity to improve energy consumption management. This article aims to explore international experiences with DR-based tariffs, focusing on Time-of-Use (ToU) and Peak Time Rebate (PTR) schemes, to identify best practices applicable to low-voltage regulatory sandboxes currently being developed in Brazil. The methodology combines a systematic literature review with case studies from countries such as Portugal, Italy, the United Kingdom, Canada, and the United States, examining regulatory frameworks, tariff design, technological infrastructure, consumer segmentation strategies, and communication approaches. The findings highlight that successful implementation of these tariffs depends on tailoring designs to local specificities, adopting advanced technologies like smart meters, and establishing effective communication with consumers. International experiences underscore the importance of innovative regulatory models, such as tariff sandboxes, and opt-out strategies, which can increase participation and deliver significant benefits to the Brazilian power system.

Keywords: Demand response; Dynamic pricing; Time-of-use tariffs; Peak time rebate; Smart meters; Regulatory sandboxes; Residential energy consumption; Energy transition.

1. INTRODUÇÃO

O progresso da transição energética, impulsionado pela necessidade de descarbonização das atividades econômicas, tem levado governos e empresas a adotarem fontes de geração de eletricidade mais limpas e sustentáveis (LIMA; HAMZAGIC, 2022). Este movimento resultou na crescente integração de fontes renováveis nas matrizes energéticas, refletindo-se nas matrizes elétricas de diversos países. Contudo, a intermitência destas tecnologias, como solar e eólica, apresenta desafios operacionais significativos ao sistema de potência, especialmente na expansão da oferta de eletricidade para atender à crescente demanda, que é influenciada pelo desenvolvimento populacional e econômico (PEREIRA, 2014).

No setor residencial, que tem uma participação substancial no consumo de eletricidade em diversos países, esses desafios são particularmente mais evidentes. A título de exemplo, projeções indicam que, até 2031, o setor residencial no Brasil deverá representar mais de 50% do consumo total de energia elétrica, configurando-se como o principal impulsionador do aumento da demanda por eletricidade no país (EPE, 2022). Em decorrência, é essencial implementar mecanismos eficientes para gerenciar o consumo de energia e garantir a estabilidade do sistema elétrico moderno.

Diante desse contexto, uma abordagem promissora para enfrentar esses desafios é a implementação de programas de gestão ou resposta pelo lado da demanda (RD), que abrange um conjunto de estratégias destinadas a ajustar o perfil de consumo dos usuários em conformidade com as necessidades da rede elétrica (EPE, 2019). Os programas de RD são uma alternativa eficaz para aumentar a flexibilidade e a confiabilidade do sistema elétrico, ao mesmo tempo em que reduz custos operacionais e aprimora a resiliência das redes (TOLMASQUIM, 2017; GOULART, 2023). Sua implementação, por meio de programas baseados em preços ou tarifas, visa otimizar o uso da eletricidade, incentivando o consumo em horários de menor demanda e reduzindo-o durante os períodos de pico (EPE, 2019; OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; MENG et al., 2024).

No contexto brasileiro, cuja matriz elétrica é majoritariamente renovável, os desafios da intermitência se inserem no cenário de crescente demanda por eletricidade puxada pelo setor residencial (EPE, 2022; AMADI, 2019; OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023). Para abordar essas questões, foi implementada a Tarifa Branca, uma modalidade de RD baseada em preços para consumidores de baixa tensão (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; TABATA, 2017). Introduzida em 2018, a Tarifa Branca consiste em uma tarifa do modelo *time-of-use* disponível voluntariamente para unidades consumidoras de baixa tensão (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; ANEEL, 2022). Esta tarifa visa beneficiar consumidores que podem deslocar

seu consumo para horários fora de pico, oferecendo três faixas tarifárias distintas (ponta, intermediário e fora de ponta) para dias úteis, e uma tarifa mais baixa para fins de semana e feriados (ANEEL, 2022; OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023).

Entretanto, apesar de seu potencial, a adesão à Tarifa Branca tem sido limitada. Isso se deve, em grande parte, à pequena diferença entre as faixas tarifárias, à relação entre a tarifa convencional e a tarifa fora de ponta, além da duração do período intermediário (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; SANTANA, 2020). A fim de abordar esta questão, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou, em 2021, a Tomada de Subsídios nº 002 (TS002/21) com o objetivo de coletar contribuições da sociedade sobre o impacto da aplicação da modalidade tarifária branca.

Em resposta a essas dificuldades analisadas, a ANEEL tem buscado modernizar o sistema tarifário para baixa tensão, incluindo o setor residencial. Em 2022, a ANEEL lançou a primeira chamada pública para *sandboxes* tarifários, com o propósito de testar novas modalidades tarifárias para consumidores de baixa tensão em ambientes controlados (ANEEL, 2024a). Seis projetos experimentais foram selecionados, incluindo novas modalidades tarifárias (horárias, binômias, trinômias e dinâmicas), pré-pagamento e fatura digital (ANEEL, 2024b). Em 2023, uma segunda chamada pública aprovou mais quatro projetos, focados em faturamento fixo, digitalização e tarifas multipartes (ANEEL, 2024c).

No cenário internacional, vários países já implementaram com sucesso tarifas associadas à RD no setor residencial, oferecendo valiosas lições para o Brasil (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). De acordo com (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020; AFONSO; COELHO, 2024), diversos países já possuem experiências consolidadas com tarifas que permitem uma melhor gestão da demanda. A análise das experiências de alguns desses países pode fornecer *insights* sobre como essas tarifas podem ser adaptadas e aplicadas no contexto brasileiro.

Dessa forma, o presente artigo tem como objetivo investigar os aspectos mais relevantes para a implementação de tarifas de eletricidade baseadas em RD no setor residencial, por meio de uma revisão da literatura internacional. O intuito é identificar lições aprendidas que podem fornecer subsídios para a avaliação e a aplicação dos *sandboxes* tarifários atualmente em desenvolvimento no Brasil. Para tal, o artigo está organizado em quatro capítulos, além da introdução. A Seção 2 apresenta a contextualização e a delimitação do problema de pesquisa, revisitando os conceitos de RD e suas possíveis aplicações. A Seção 3 descreve a metodologia adotada, enquanto a Seção 4 analisa as experiências internacionais com tarifas baseadas em RD para o setor residencial. Por fim, a Seção 5 apresenta as considerações finais do estudo.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO E ENQUADRAMENTO DO PROBLEMA DE PESQUISA

Os avanços na implementação de fontes renováveis, bem como os desafios relacionados à sua intermitência na operação dos sistemas elétricos, especialmente no setor residencial, têm sido amplamente debatidos em diversas nações ao redor do mundo. Nesse contexto, as concessionárias de energia, em colaboração com os governos, desempenham um papel crucial na adoção de metodologias que visam refletir adequadamente o aumento dos custos operacionais nas receitas do setor elétrico.

As empresas atuantes no setor elétrico, em resposta a esses desafios, vêm adotando abordagens estratégicas que podem ser divididas em dois eixos principais. Primeiramente, elas estão investindo no desenvolvimento e na implementação de medidores inteligentes. Esses dispositivos inovadores não apenas permitem a medição bidirecional dos fluxos de energia, mas também oferecem leituras em intervalos de tempo significativamente menores em comparação aos medidores tradicionais. Ademais, a tecnologia de medição remota possibilita o monitoramento mais eficiente do consumo de energia elétrica, reduzindo a necessidade de visitas técnicas presenciais e, consequentemente, otimizando os custos operacionais (LIU et al., 2023).

Em segundo lugar, as empresas estão investindo na experimentação e implementação de programas de Resposta à Demanda (RD), cujo objetivo é incentivar os consumidores a ajustar seu consumo conforme as condições da rede elétrica, como variações nos preços ou na oferta de energia. Segundo (JUNAIDI et al., 2023) a RD se refere a programas e mecanismos que permitem que os consumidores de energia elétrica, sejam grandes ou pequenos, ajustem, de maneira voluntária, o consumo em resposta a sinais de preço ou incentivos financeiros. Estes programas podem oferecer incentivos financeiros aos consumidores que reduzirem seu consumo durante períodos de pico, promovendo, assim, uma gestão mais eficiente da demanda e auxiliando no equilíbrio da carga da rede. Dessa forma, as empresas não só se adaptam às novas dinâmicas do setor, como também contribuem para a construção de um sistema energético mais resiliente e sustentável.

Quanto à segunda estratégia mencionada, (ALOTAIBI et al. 2020) explicam que os programas de RD podem ser divididos em dois tipos: baseados em incentivos e baseados em tarifas, conforme ilustrado na Figura 1.

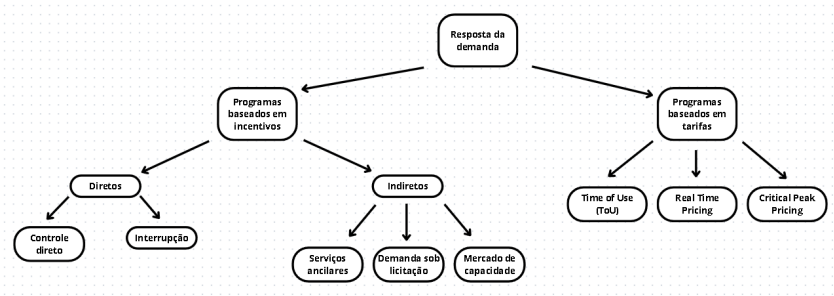


Figura 1 - Programas de resposta da demanda

Os programas baseados em incentivos oferecem compensações financeiras aos consumidores que reduzirem seu consumo de energia durante momentos críticos do sistema, como quando há escassez de oferta ou queda na confiabilidade (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; ALOTAIBI et al. 2020). Estes programas são acionados por ordens de despacho do operador e funcionam de maneira complementar ao modelo tarifário, podendo coexistir com programas de tarifação baseados em RD (EPE, 2021).

Por outro lado, os programas baseados em tarifas focam na alteração do perfil de consumo ao longo do dia, de acordo com variações nos preços. Nesse modelo, os consumidores são incentivados a deslocar o uso da energia elétrica para momentos em que os preços são mais baixos, diminuindo o consumo em horários de maior custo (OLIVEIRA; TENFEN; FERNANDES, 2023; MENG et al., 2024). As concessionárias definem os horários de maior tarifa com base na demanda total do sistema, sendo esses os momentos em que o atendimento é mais dispendioso (EPE, 2021).

Dentro desse escopo, destacam-se as tarifas dinâmicas, todas com esquemas de precificação voltados a incentivar a mudança no comportamento de consumo, promovendo, assim, benefícios à sustentabilidade da rede (EPE, 2021; FARUQUI; TANG, 2021). O Tabela 1 mostra os vários tipos de tarifas praticadas no mundo.

Tabela 1 – Descrição de tarifas associadas a programas RD

Tarifa	Descrição
<i>Critical Peak Pricing - CPP</i>	Os consumidores pagam preços muito mais altos em dias de custo elevado ou quando a rede elétrica está sobrecarregada. Em contrapartida, podem receber um desconto sobre a tarifa padrão nas demais horas do ano.
<i>Peak Time Rebate - PTR</i>	Remunera os participantes por reduzir o consumo em comparação a uma linha de base. Caso os clientes optem por não participar, podem simplesmente pagar a tarifa vigente.

Tabela 1 – Descrição de tarifas associadas a programas RD (cont.)

Tarifa	Descrição
<i>Real Time Pricing - RTP</i>	Os consumidores pagam tarifas baseadas no preço spot da energia elétrica, refletindo os custos reais de geração e transmissão a cada hora. As tarifas são informadas com até um dia ou uma hora de antecedência.
<i>Incentive Based Regulatory Tariff - IBR</i>	Os consumidores pagam uma parte fixa e uma parte variável, a qual depende da resposta a mecanismo que visa reduzir o consumo em horários de pico.
<i>Variable Peak Pricing - VPP</i>	Tarifas de horário de pico, que variam diariamente.
<i>Time of Use Tariff - ToU</i>	Tarifas com postos horários que podem ser determinados de forma estática, dinâmica, ou combinando as duas formas.

A tarifa *ToU*, por exemplo, permite que os consumidores ajustem seu consumo de forma manual ou automatizada para reduzir seus gastos com energia, com preços diferenciados ao longo do dia, que refletem tanto o carregamento energético da rede quanto o preço do mercado de curto prazo (IRENA, 2019). Estes preços podem ser definidos de maneira estática, dinâmica (em tempo real) ou por uma combinação de ambos, conforme exposto no Tabela 2 (IRENA, 2019).

Tabela 2 – Tipos de tarifas *ToU*

Tarifa	Natureza da precificação	Características
Preços em postos horários	Estática	Usada em blocos de horas (postos horários), cujos preços são determinados com antecedência. As diferenças nos preços podem se relacionar com horas de pico e horas fora de pico ou outros postos, e levar em conta a sazonalidade.
Preços em tempo real	Dinâmica	Preços são calculados em tempo real, com base em medidas horárias ou de até 15 minutos. Compostas de uma parte que cobre os custos de distribuição mais uma margem para cobrir a oferta.
Picos variáveis	Combinação de estática e dinâmica	Os postos horários são definidos com antecedência, mas o preço estabelecido para os períodos de pico varia de acordo com as condições de mercado.
Picos críticos	Combinação de estática e dinâmica	Preços são fixos durante parte do tempo, mas mais elevados em dias de alta demanda.

Ainda segundo (IRENA, 2019), as tarifas *ToU* proporcionam maior liberdade de escolha aos consumidores, permitindo que reduzam suas despesas energéticas ao mesmo tempo em que promovem uma maior estabilidade na distribuição de energia elétrica. Para sua

implementação eficaz, é necessário o uso de uma infraestrutura de medição avançada, que pode ser complementada pela adoção de aplicativos para programação de eletrodomésticos inteligentes (*smart appliances*), campanhas de comunicação com os consumidores e a definição de metodologias de precificação. Cabe notar que a precificação dinâmica pode tanto refletir o balanço na rede quanto os preços do mercado de curto prazo (IRENA, 2019; ALOTAIBI et al., 2020).

A revisão de (LIU et al., 2023) sobre a história da precificação nos mercados de eletricidade aponta para uma tendência crescente de adoção de tarifas vinculadas a programas de resposta à demanda, tanto para consumidores industriais quanto residenciais. A adoção em cada país tem suas especificidades. Por exemplo, nos Estados Unidos, conforme o Formulário EIA-861 de 2018, 322 concessionárias oferecem ao menos uma modalidade de tarifa variável no tempo para clientes residenciais (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). No total, 4% dos consumidores residenciais estão inscritos em tais tarifas, sendo que 15 concessionárias respondem por 86% desses consumidores. A Figura 2 (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020) apresenta essas concessionárias e o número de clientes inscritos nas diferentes modalidades de tarifas variáveis, que incluem tarifas como *ToU*, *CPP*, *PTR* e *RTP*.

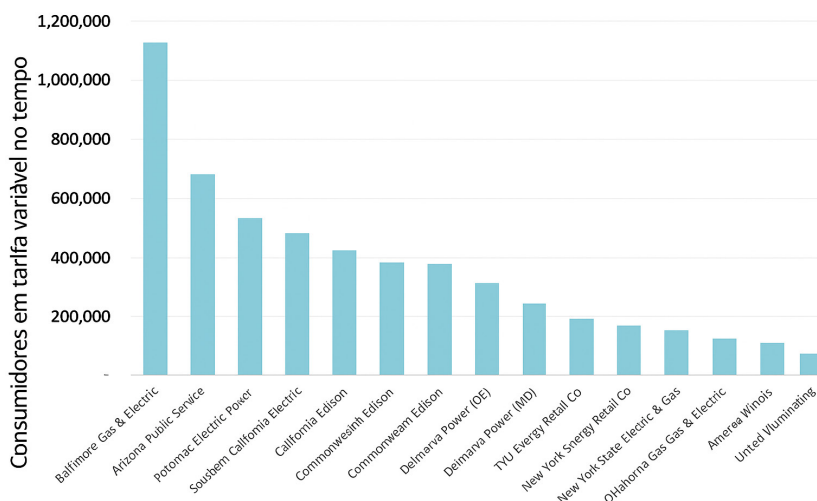


Figura 2 - Principais distribuidoras que aplicam tarifas baseadas em RD nos EUA

Já no Canadá, tendo em vista a alta demanda de energia nos períodos de inverno, a distribuidora da região de Quebec implementou um programa de tarifas *PTR* e *CPP* em 2019, sendo que a opção por

essas tarifas foi a constatação, nos pilotos anteriores, que os consumidores diferem no que se refere à aversão ao risco de pagar tarifas mais elevadas e respondem melhor a tarifas referentes a dias críticos (*PTR* e *CPP*) do que à tarifa *ToU*, na qual o consumidor precisa monitorar suas horas de consumo para ter alguma redução na tarifa (PELLETIER; FARUQUI, 2022).

Na Europa, o uso de tarifas variáveis com o tempo depende do país, que já estão consolidadas há bastante tempo conforme mostrado pela Figura 3 (ACER, 2016).

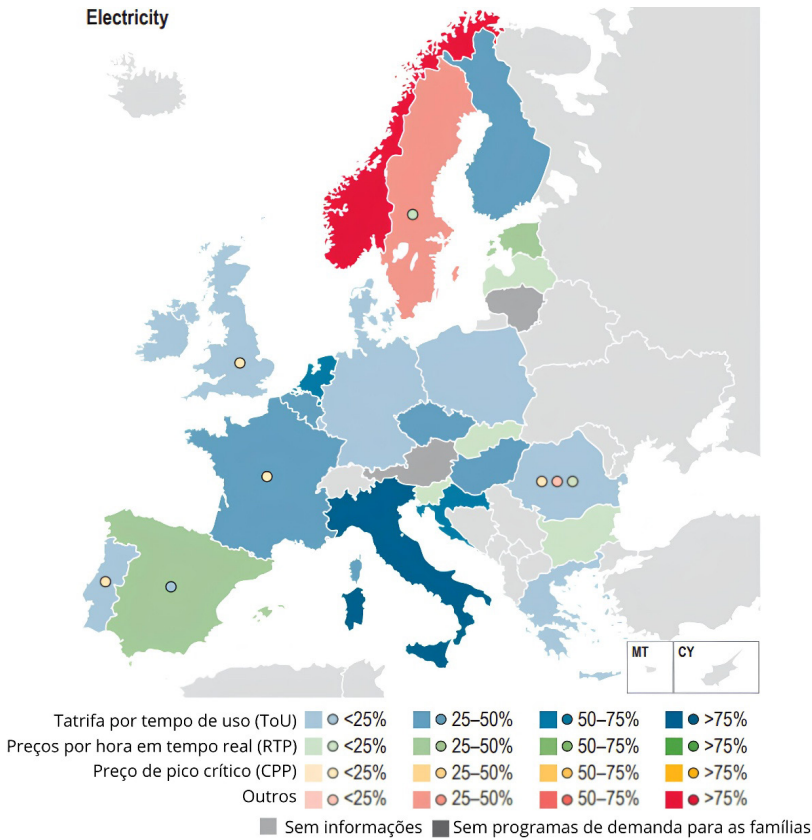


Figura 3 - Uso de tarifas variáveis com o tempo na Europa

As tarifas *ToU* mais comuns na Europa, segundo o ENEFIRST, consórcio de instituições de pesquisa em eficiência energética, são as *ToU* estáticas com diferenciações entre horas do dia e horas da noite, sendo aplicadas em 15 dos 22 países europeus pesquisados por esta organização. As tarifas *RTP* e *CPP* são aplicadas num número limitado

de países, e nem sempre recebem adesão dos consumidores. Há também outros tipos de tarifas dinâmicas em países como Noruega, Suécia e Dinamarca, onde as tarifas refletem as variações nos mercados *spot* de energia (ENERFIRST, 2020). O relatório da ENERFIRST também aponta várias barreiras à aplicação dessas tarifas, identificadas pelas autoridades regulatórias dos Estados Membros da União Europeia, sendo as mais importantes a falta de consciência dos benefícios potenciais por parte dos consumidores, falta de motivação dos consumidores para mudar seus hábitos de consumo, falta de engajamento das distribuidoras devido ao limitado potencial de resposta da demanda e ao esforço requerido para monitorar mudanças no consumo e implementar novos sistemas de faturamento.

Alguns países europeus, antes da implementação das tarifas *ToU*, realizaram experimentos piloto para avaliar a resposta dos consumidores. Kessels et al. (2016) fizeram um estudo comparativo de 13 pilotos de diversos países europeus e constataram que a resposta dos consumidores às tarifas depende da sensibilidade deles às possíveis variações nas faturas e à disposição em mudar hábitos de consumo. Os autores constataram, portanto, que a implementação bem-sucedida destas tarifas depende: do fornecimento de informações claras e com antecedência aos consumidores, do potencial da redução da fatura com o uso de tarifa *ToU* e da capacidade dos consumidores modularem seu consumo. O uso de *smart appliances*, na visão dos autores, também atua como um facilitador nos ajustes de consumo de energia elétrica.

Na China, a regulação de programas de resposta à demanda começou em 2010. Em 2013, foi adotada uma norma que permitiu aos consumidores escolherem entre tarifas tradicionais baseadas no consumo, tarifas baseadas em incentivos regulatórios (*IBR*), e tarifas que combinam *IBR* e tarifas horárias (*ToU*). No entanto, as tarifas *IBR* e *ToU* só podem ser aplicadas em residências que possuam medidores inteligentes (GUANG; HE; WEN, 2019). Estudos de programas-piloto em cidades como Pequim, Suzhou, Foshan e Tangshan demonstraram que as tarifas *ToU* têm o potencial de contribuição para a gestão da carga da rede elétrica (CHEN et al., 2021). Em 2019, conceitos como “internet das coisas em eletricidade” e “planta de energia virtual (*virtual power plants*)” foram incluídos na política energética chinesa, integrando fontes de eletricidade renováveis e programas de resposta à demanda.

No entanto, a China enfrenta desafios específicos, como uma taxa de consumo que utiliza cerca de 50% da capacidade da rede, um mercado de energia elétrica centralizado e baixa abrangência de medidores inteligentes, o que limita a efetividade dos programas de resposta à demanda. Além disso, os benefícios econômicos desses programas para os consumidores são incertos, pois o consumo varia

de acordo com as condições climáticas, o tipo de construção e a origem da energia (CHEN et al., 2021). Ainda assim, (CHEN et al., 2021) destacam que os programas de resposta à demanda são essenciais, pois podem reduzir significativamente os investimentos necessários na expansão da infraestrutura de rede elétrica.

3. METODOLOGIA

A metodologia adotada na pesquisa que fundamenta este artigo seguiu algumas etapas. Na primeira etapa, foi feita uma revisão sistemática da literatura. A revisão teve início com a realização de buscas por artigos publicados entre 2015 e 2024 nas bases de dados Science Direct e Web of Science, utilizando as palavras-chave apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Palavras chave para revisão sistemática da literatura

Strings de busca
<i>Regulatory sandbox</i>
<i>Smart grid AND tariff</i>
<i>Grid AND sandbox</i>
<i>Innovative tariff</i>
<i>Electricity tariff AND innovation</i>
<i>Electric tariff AND innovation</i>
<i>Electricity price AND innovation</i>
<i>Electricity tariff AND pilot</i>
<i>Electric tariff AND pilot</i>
<i>Electric tariff AND sandbox</i>
<i>Electricity tariff AND sandbox</i>
<i>Electricity price AND pilot</i>
<i>Dynamic pricing AND electricity AND pilot</i>
<i>Smart energy pricing AND pilot</i>
<i>Demand response AND pilot</i>
<i>Trinomial tariff</i>
<i>Time of use tariff</i>
<i>Peak time rebate</i>
<i>Time of use tariff AND regulatory sandbox</i>
<i>Time of use AND trinomial</i>
<i>Co-creation AND regulatory sandbox</i>
<i>Customer communication AND regulatory sandbox</i>

Em seguida, foram eliminadas duplicatas e excluídos artigos de forma sequencial, primeiro após a leitura do título, depois após lei-

tura do resumo e, por fim, após a leitura do texto do artigo, conforme apresentado na Figura 4.

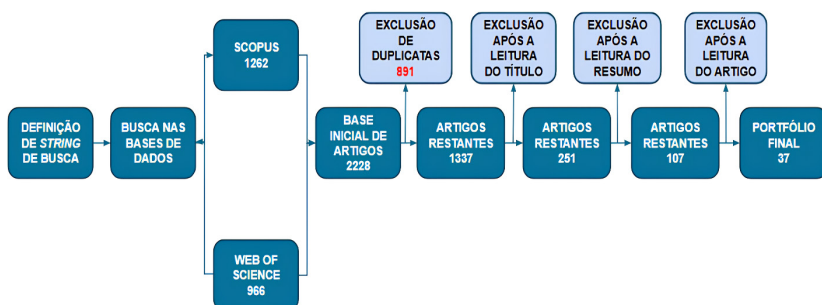


Figura 4 - Passos da revisão sistemática da literatura

No final do processo, chegou-se a um total de 37 artigos. A bibliometria dos artigos selecionados evidenciou que os tópicos mais discutidos foram programas de resposta à demanda e redes inteligentes, demonstrando o foco da comunidade acadêmica nas estratégias das distribuidoras para enfrentar os desafios impostos pela transição energética, conforme mencionado na seção 2. A nuvem de palavras resultante da análise dos artigos, apresentada na Figura 5, ilustra esse enfoque.

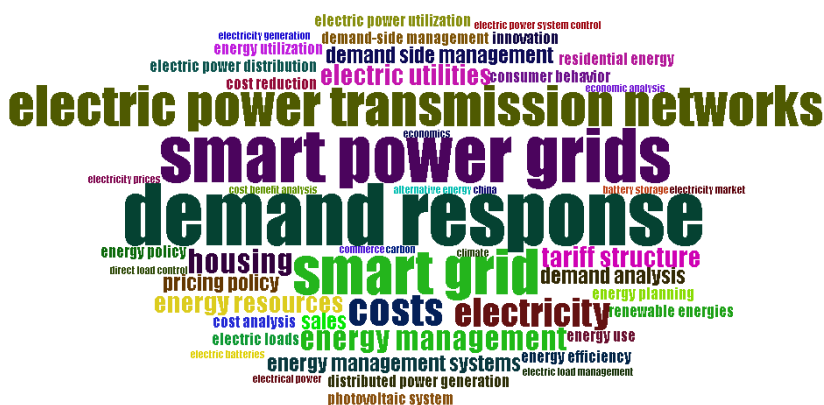


Figura 5 - Nuvem de palavras da literatura selecionada

Em uma segunda etapa foram selecionados países que representaram de forma significativa as experiências com tarifas *ToU* e *PTR*.

As tarifas *ToU* foram escolhidas devido à ampla aplicação em diversos países, enquanto as tarifas *PTR* foram destacadas pelo elevado potencial de incentivo aos consumidores para reduzir o consumo de energia elétrica, especialmente nos horários de pico. Além disso, estas tarifas possuem aderência às práticas tarifárias que serão testadas nos projetos de *sandboxes* tarifários no Brasil.

Os critérios de escolha dos países foram: disponibilidade de dados publicados em artigos científicos e pelas agências reguladoras; pioneirismo no desenho de pilotos dessas tarifas, valendo-se do recurso à implementação de *sandboxes* com a tarifa *ToU*, além de pilotos com a tarifa *PTR*; e países e regiões com tarifas *ToU* implementadas na maior parte das residências. Assim, foram selecionados os seguintes países e regiões: Canadá (Quebec e Ontário) e Estados Unidos (Arizona e Maryland), devido à implementação de tarifas *ToU* na maior parte das residências e aplicação de pilotos de *ToU* e *PTR*. Por outro lado, Portugal e Itália foram escolhidos pelo longo período de adoção da tarifa *ToU*, iniciada em 2006 de forma gradual em Portugal e tornando-se padrão na Itália a partir de 2010. Finalmente, a seleção do Reino Unido deveu-se à extensa experiência no desenvolvimento e implementação de *sandboxes* com tarifas *ToU*.

Numa terceira etapa foram consultados *sites* de organizações internacionais de energia, como a Agência Internacional de Energia (IEA), a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), e agências reguladoras dos países selecionados. Com base nos artigos e documentos obtidos, foi realizada uma revisão sistemática com meta-síntese (GALVÃO; RICARTE, 2019), a partir da qual foram identificados os principais aspectos relacionados à implementação de novas modalidades tarifárias baseadas em RD. Estes aspectos são compilados na Tabela 4.

Tabela 4 - Principais aspectos da implementação de tarifas baseadas em RD

Aspecto	Autores
Regulação: Desenho regulatório para implementação das tarifas, incluindo organização responsável pela gestão, prazo das derrogações, processos de candidatura e seleção e divulgação dos resultados.	(BECKSTEDDE et al., 2023; HEYMANN et al., 2021)
Desenho tarifário: Vantagens das tarifas TOU e PTR, número e duração dos postos horários, diferenças entre preços nas horas de pico e fora de pico.	(KLAASSEN et al., 2016; KESSELS et al., 2016; SCHONE et al., 2022; FRISS; CHRISTENSEN, 2016; GUANG et al., 2019; SHEN; CHEN, 2021; PELLETIER; FARUQUI, 2022)
Infraestrutura: Aspectos físicos (sazonalidade, revestimento térmico dos edifícios, entre outros); mix de oferta; penetração, horário e tempo de uso das smart appliances e dos medidores inteligentes.	(KESSELS et al., 2016; SHEN; CHEN, 2022; SIITONEN et al., 2023; SCHONE et al., 2022)

Tabela 4 - Principais aspectos da implementação de tarifas baseadas em RD (cont.)

Aspecto	Autores
Personalização dos consumidores: Considerar rotinas e hábitos dos consumidores, aversão ao risco de diferentes grupos de consumidores; atitudes em relação ao meio-ambiente, aos ganhos financeiros e à privacidade dos dados; separar os consumidores por faixas de educação, renda e tamanho dos domicílios.	(KESSELS et al., 2016; KLAASSEN et al., 2016; FRISS; CHIRSTENSEN, 2016; PELLETIER; FARUQUI, 2022; SIITONEN et al., 2023; SCHONE et al., 2022)
Comunicação com consumidores: Ações de comunicação, mecanismos de feedback e personalidades dos consumidores.	(PELLETIER; FARUQUI, 2022; MOLINA et al., 2022; SIITONEN et al., 2023; KHORRANDEL et al., 2023)

O estudo das experiências internacionais foi conduzido com base nestes cinco aspectos centrais, visando extrair lições relevantes para a implementação de tarifas residenciais baseadas em RD no Brasil. Para avaliar a experiência internacional com essas tarifas foi realizada uma seleção criteriosa de regiões específicas, assegurando uma análise comparativa robusta e contextualizada.

4. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E LIÇÕES APRENDIDAS

A adoção de tarifas dinâmicas varia consideravelmente conforme a região de implementação, os métodos de recrutamento, as estratégias de precificação e os incentivos oferecidos. Nas seções seguintes, serão analisados exemplos de países que aplicam as tarifas *ToU* e *PTR* no setor residencial, destacando as lições que podem ser extraídas para o contexto brasileiro.

Nas subseções 4.1 e 4.2 serão exploradas experiências internacionais com as tarifas *ToU* e *PTR*, respectivamente, a partir dos cinco aspectos identificados na revisão sistemática, a saber: regulação, desenho tarifário, infraestrutura, personalização para os consumidores e comunicação com os consumidores. No caso da tarifa *ToU*, serão apresentados exemplos de Portugal, Maryland e Arizona (EUA), Canadá, Reino Unido e Itália. Para a tarifa *PTR*, serão analisadas as experiências de Maryland (EUA) e Canadá. Na subseção 4.3, será discutido como os resultados dessas experiências internacionais, baseados nos cinco aspectos mencionados, podem fornecer importantes *insights* para a implementação de tarifas baseadas em RD no Brasil.

4.1 Time-of-Use (ToU)

A adoção das tarifas *ToU* tem se expandido em diversos países, impulsionada pela necessidade de otimizar o consumo de energia

elétrica e aumentar a eficiência energética. No contexto europeu, países como Portugal, Itália e o Reino Unido se destacaram entre os pioneiros na adoção das tarifas *ToU* para consumidores de baixa tensão, com importantes avanços na instalação de medidores inteligentes e no desenvolvimento de regulamentações que incentivam a gestão eficiente do consumo (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020; SARAIVA et al., 2016). Estes países estabeleceram um ambiente regulatório que não apenas promoveu a inovação tecnológica, mas também facilitou a adesão dos consumidores ao novo modelo tarifário, com vistas a uma maior eficiência do sistema elétrico.

Nos Estados Unidos e no Canadá, estados como Arizona, Maryland e Ontário também se destacam pela ampla adoção das tarifas *ToU* no setor residencial (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). No Arizona e em Ontário, a abordagem regulatória foca na flexibilidade, permitindo que os consumidores escolham entre diferentes planos tarifários, adaptados às suas necessidades específicas (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). Esta flexibilidade é importante para a aplicação das *ToU* nestas regiões, uma vez que oferece aos usuários maior controle sobre seus custos energéticos, ao mesmo tempo em que contribui para a estabilidade e sustentabilidade da rede elétrica, particularmente em períodos de alta demanda.

Diante desse panorama internacional, torna-se fundamental analisar os diferentes arcabouços regulatórios que viabilizaram a implementação das tarifas *ToU* para consumidores de baixa tensão em diferentes regiões. Entre as principais abordagens regulatórias, destacam-se:

- i. A liberalização do mercado de energia elétrica, que visa promover a concorrência e facilitar a introdução de novas tarifas;
- ii. A criação de *sandboxes* tarifários, que permite a experimentação de modelos tarifários inovadores em um ambiente controlado;
- iii. A disponibilização de fundos de incentivo para o desenvolvimento de tecnologias, como medidores inteligentes; e
- iv. A implementação de tarifas *ToU* em ambientes graduais, garantindo um período de transição adequado para a adaptação dos consumidores e das tarifas aplicadas.

Cada uma dessas iniciativas contribui para um ambiente regulatório propício à adoção das tarifas *ToU*, adequando-se de maneira eficiente às condições de oferta e demanda da rede elétrica. A liberalização do mercado, em especial, favorece a implementação de tarifas *ToU*, uma vez que o setor energético mais competitivo impulsiona a inovação em serviços e soluções, incluindo a introdução de tarifas dinâmicas atrativas para os consumidores. Rothes (2012) destaca que a liberalização permite que as tarifas reflitam com mais precisão os custos

reais de geração e distribuição, proporcionando maior flexibilidade aos consumidores na escolha de planos tarifários. Portugal e Reino Unido são exemplos de sucesso, onde a liberalização do mercado entre 2006 e 2007 foi determinante para a adoção das tarifas *ToU*, com impactos positivos na estrutura tarifária, competitividade, qualidade dos serviços e introdução de medidores inteligentes (CGIP, 2020; KEMA, 2012; ERSE, 2014; ERSE, 2020; SÁNCHEZ; SILVEIRA, 2016).

O estabelecimento de *sandboxes* tarifários também se coloca como uma ferramenta regulatória eficaz. Países como Reino Unido, estados como Maryland (EUA) e províncias como Ontário (Canadá) implementaram este mecanismo, permitindo testes controlados de novos modelos tarifários, supervisionados por entidades reguladoras do setor elétrico. No Reino Unido, o projeto *Low Carbon London* (LCL) testou a tarifa dinâmica *Dynamic Time of Use* (*dToU*) (SCHOFIELD et al., 2014). Em Maryland, a Comissão de Serviço Público iniciou um piloto de tarifação *ToU* em 2016, vinculado à Conferência Pública 44 (PC44) (MARYLAND PLUBIC SERVICE COMMISSION, 2021). Em Ontário, após resultados insatisfatórios da primeira versão da tarifa *ToU*, foi implementado um ambiente de *sandbox* para revisar o Plano de Preço Regulado (PPR), sob a gestão do *Ontario Energy Board* (OEB) (ONTARIO ENERGY BOARD, 2015).

Paralelamente, a criação de fundos específicos para incentivo à inovação tecnológica, como a instalação de medidores inteligentes, é uma estratégia eficaz para a adoção das tarifas *ToU*. O *Low Carbon Networks Fund* (LCNF), criado pelo *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) em 2011, no Reino Unido, é um exemplo dessa iniciativa, apoiando projetos-piloto focados em tarifas dinâmicas e resposta à demanda (SCHOFIELD et al., 2014). Além disso, a implementação gradual das tarifas *ToU*, como observado na Itália e Portugal, tem facilitado a adaptação dos consumidores, ajustando-se progressivamente ao longo dos anos para garantir uma transição eficaz ao novo modelo tarifário. Em Portugal, a adoção gradual das tarifas *ToU*, que se iniciou com a liberalização do mercado em 2006, culminou em 2020, quando a opção foi oferecida aos consumidores residenciais (ERSE, 2020).

Outro aspecto relevante para a análise do contexto internacional de aplicação de tarifas *ToU*, especialmente para consumidores de baixa tensão, é o mecanismo de formulação dessas tarifas, envolvendo uma combinação de metodologias que visam incentivar mudanças no comportamento de consumo. Neste processo, diversos países implementaram mecanismos distintos para a estruturação das tarifas *ToU*, incluindo metodologias de recrutamento de consumidores, incentivos para consumidores, definição de preços e postos horários e métodos de faturação.

Isto posto, existem três principais metodologias de recrutamento de consumidores para as tarifas ToU:

- i. Mecanismo *opt-in*, no qual os consumidores optam por aderir ao novo modelo tarifário;
- ii. Mecanismo *opt-out*, em que os consumidores são automaticamente alocados à tarifa, podendo optar por sair; e
- iii. Mecanismo mandatário, no qual todos os consumidores são obrigados a migrar para a nova estrutura após um período de transição.

Na maioria dos casos estudados, como os de Maryland, Arizona, Portugal, Reino Unido e Ontário¹, o mecanismo *opt-in* foi adotado (SCHOFIELD et al., 2015a; FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020; ONTARIO ENERGY BOARD, 2020; CUSTOMER FIRST, 2020). No entanto, o modelo *opt-in* teve desafios significativos, particularmente em Maryland, onde a adesão inicial foi inferior às expectativas (SERGICI et al., 2021). Já o modelo *opt-out* foi utilizado em projetos-piloto em Ontário, sem uma taxa de resistência significativamente maior em relação ao modelo *opt-in*. Por outro lado, na primeira implementação da tarifa ToU em Ontário e na Itália o mecanismo mandatário foi utilizado (ONTARIO ENERGY BOARD, 2010; MAGGIORE et al., 2013a).

Além disso, alguns incentivos podem ser oferecidos aos consumidores residenciais com o objetivo de aumentar a adesão às tarifas ToU, especialmente quando estas são optativas. Um exemplo é a possibilidade de retorno às tarifas anteriores. No Arizona, a distribuidora *Salt River Project (SRP)* disponibilizou uma espécie de “apólice de seguro” para os consumidores residenciais que aderissem aos planos de sua tarifa ToU, garantindo que, se as três primeiras faturas de ambos os planos não fossem inferiores ao valor do Plano de Preço Básico, a diferença seria creditada, permitindo que o cliente retornasse ao plano básico (SRP, 2024b, 2024c). Este procedimento não apenas contribui para a segurança dos consumidores, mas também incentivou a inscrição e aumentou a participação, dado que, nos casos envolvidos, a adesão ocorre em um esquema *opt-in*.

Em termos de estruturação dos postos horários e da diferenciação de preços entre eles, as tarifas ToU são aplicadas em estruturas bi-horária ou tri-horária, com variações significativas entre os horários de pico e fora de pico. A Tabela 5 mostra que, especificamente, quatro localidades adotam uma destas duas configurações, com duas delas adotando a aplicação bi-horária (tipicamente com horários de pico e fora de pico) e as outras duas optando pela aplicação tri-horária (tipicamente com horários de pico, intermediários e fora de pico). Além disso,

¹ Em Ontário, diversas aplicações de pilotos testaram diferentes mecanismos de adesão às tarifas. O modelo *opt-in* foi utilizado no *Enhanced Time-of-Use (ETOU)*, aplicado pelo distribuidor *Customer First* e no *Seasonal Time-of-Use (STOU)*. Por outro lado, o modelo *opt-out* foi implementado na ETOU pela distribuidora *Alectra* e no *Super-Peak Time-of-Use (SPTOU)*.

outras duas regiões oferecem a possibilidade de escolha entre uma estrutura bi-horária ou tri-horária (ERSE, 2023; SCHOFIELD et al., 2014; MAGGIORE et al., 2013a; APS, 2024; SRP, 2024a; SERGICI et al., 2021 e ONTARIO ENERGY BOARD, 2020).

Tabela 5 - Postos horários em tarifas *ToU* para baixa tensão

Número de postos horários	Estudos de caso
Dois postos (bi-horária)	Itália e Maryland (EUA)
Três postos (tri-horária)	Reino Unido e Ontário (Canadá)
Ambos os postos (bi-horária ou tri-horária)	Portugal e Arizona ¹ (EUA)

Na Tabela 6 evidencia-se a presença de multiplicadores significativos entre o intervalo de maior preço (horário de pico) e o de menor preço (horário fora de pico), com variações entre 2 e 17 vezes nos casos analisados (ERSE, 2023; SCHOFIELD et al., 2014; MAGGIORE et al., 2013a; APS, 2024; SRP, 2024a; SERGICI et al., 2021; ONTARIO ENERGY BOARD, 2020).

Tabela 6 - Diferenciação de preços em postos horários de tarifas *ToU* para baixa tensão

País ou região	Multiplicador entre postos horários (entre a menor e a maior)
Reino Unido	17 vezes
Maryland	Entre 4,4 e 5,8 vezes
Portugal	3,5 vezes
Arizona	Entre 2,6 e 3,5 ² vezes
Ontário	Entre 2,5 e 4 vezes ³
Itália	2 vezes

É relevante destacar que a introdução da sazonalidade na aplicação dos postos horários e seus respectivos preços foi uma inovação em praticamente todos os casos analisados, como no Reino Unido, Itália, Arizona, Maryland e na implementação do piloto *Seasonal Time-of-Use* (STOU) e a primeira versão de *ToU* em Ontário (SCHOFIELD et al., 2014; MAGGIORE et al., 2013a; APS, 2024; SRP, 2024a; SERGICI

1 No estado do Arizona, a oferta de tarifas *ToU* bi-horárias ou tri-horárias é determinada pela distribuidora de energia responsável por cada região. A distribuidora *Arizona Public Service* (APS) oferece uma tarifa *ToU* com três horários, enquanto a distribuidora *SRP* disponibiliza uma tarifa *ToU* com dois horários.

2 Em períodos de inverno, este multiplicador pode ser menor, chegando a 1,3 vez.

3 Em Ontário, o multiplicador da primeira tarifa *ToU* era de 1,85. No entanto, a insatisfação com os resultados obtidos levou a um aumento desse valor, buscando uma maior resposta à demanda por parte dos consumidores.

et al., 2021; OSHAWA PUC, 2020). Geralmente são estabelecidos período distintos para o verão e o inverno, além de casos específicos que exigem uma faixa específica "super verão". Adicionalmente, o número de postos horários e seus respectivos preços foram devidamente comunicados antecipadamente aos consumidores, garantindo maior transparência e previsibilidade no ajuste de consumo.

Em termos de faturamento, as tarifas *ToU* podem refletir a variação no consumo em diferentes componentes da conta de eletricidade. Em Portugal, o principal determinante dos preços, de acordo com a modalidade tarifária escolhida, é o consumo de energia ativa (ERSE, 2023). No estado do Arizona, a estrutura tarifária *ToU* inclui uma taxa fixa combinada com uma taxa variável, que considera o consumo de energia elétrica ao longo do dia (APS, 2024). Já em Maryland, tanto a parcela de energia quanto a de distribuição são impactadas pela variação de consumo ao longo do tempo, reforçando a importância de uma abordagem integrada na definição dessas tarifas (SERGICI et al., 2021).

Simultaneamente, deve-se considerar que a implementação das tarifas *ToU* depende de uma infraestrutura tecnológica avançada, especialmente para consumidores de baixa tensão que exigem medidores inteligentes, sistemas de comunicação de dados e plataformas de automação. Em Portugal, a instalação de medidores inteligentes entre 2008 e 2010, através do projeto Inovgrid, melhorou a precisão na medição do consumo (KEMA, 2012). No Reino Unido, o programa *LCNF* facilitou o monitoramento em tempo real por meio de medidores inteligentes e *In-Home Displays* (SCHOFIELD et al., 2015b). Na Itália, a modernização dos medidores pela Enel, em 2006, favoreceu a adoção das tarifas *ToU* e aumentou a conscientização sobre o consumo eficiente (PITI et al., 2017). Em Maryland, a Medição Inteligente Avançada (MIA) garantiu precisão e eficiência no gerenciamento energético (SERGICI et al., 2020).

Em uma perspectiva adicional, a experiência internacional analisada também revela que a diferenciação e a clusterização dos perfis dos consumidores necessitam ser levados em consideração, pois afetam as respostas às mudanças nas tarifas. Consumidores de alta renda, por exemplo, tendem a ser mais receptivos às variações nas tarifas *ToU*, pois o impacto financeiro para eles é menor. Já os consumidores de baixa renda, cujos orçamentos são mais afetados pelos custos, demonstram maior cautela ao adotar novas tarifas, temendo aumentos inesperados nas contas. Esta sensibilidade levou a autoridade reguladora italiana a focar na proteção das famílias vulneráveis quando a tarifa *ToU* foi universalmente implementada no país (ARERA, 2007). Em Maryland, a separação entre famílias de baixa e alta renda foi uma medida relevante no estudo piloto das tarifas *ToU* (SERGICI et al., 2020; SERGICI et al., 2021).

Além disso, os tipos de eletrodomésticos utilizados afetam o perfil de consumo energético dos consumidores residenciais. A elasticidade da demanda em relação ao preço da energia elétrica, que varia conforme o perfil dos consumidores, influencia diretamente a resposta da demanda, como demonstrado no caso de Ontário (ALECTRA, 2020). No Arizona, a distribuidora *Arizona Public Service (APS)* aplica a tarifa *ToU* para todos os clientes residenciais, incluindo aqueles com geração distribuída (GD). Nesse contexto, uma modelagem tarifária é ajustada para diferenciar os consumidores com e sem GD, adequando-se à realidade dos prosumidores, ou seja, aqueles consumidores que também produzem energia através da geração distribuída.

Por fim, uma diversidade de perfis e situações de consumo enfatizam a necessidade de estratégias de comunicação direcionadas aos consumidores. Nos casos estudados, foram utilizados diversos formatos, como cartas personalizadas como parte de uma estratégia de Modelagem de Carga Comportamental, e-mails, alertas de aplicativos móveis, relatórios *nudge*, entre outros (SCHOFIELD et al., 2014; MAGGIORE et al., 2013; APS, 2024; SRP, 2024a; SERGICI et al., 2021; ONTARIO ENERGY BOARD, 2020; SERGICI et al., 2020). Complementarmente, as distribuidoras que implementaram os pilotos de tarifas *ToU* acompanharam os resultados de forma qualitativa, com o *feedback* dos consumidores, e quantitativa, por meio da análise de dados de consumo utilizando técnicas estatísticas diversas (SERGICI et al., 2021; ONTARIO ENERGY BOARD, 2017; MAGGIORE et al., 2013; SCHOLFIELD et al., 2014).

4.2 Peak Time Rebate (PTR)

Em alguns países as tarifas do tipo *PTR* têm sido adotadas de maneira inovadora pelas concessionárias como uma estratégia para incentivar a redução do consumo de eletricidade durante os períodos de maior demanda, conhecidos como horários de pico. No setor residencial, a aplicação dessas tarifas segue diferentes modelos regulatórios, que variam conforme as condições locais e os objetivos regionais. Entre as estratégias adotadas, destacam-se a implementação gradual sem projetos-piloto e o desenvolvimento de programas com suporte de legislações específicas. Estas abordagens oferecem vantagens como a facilitação da adaptação dos consumidores e a simplificação do processo de introdução das tarifas.

No caso de Quebec, a concessionária *Hydro-Quebec* optou por implementar as tarifas *PTR* sem a realização de pilotos prévios. Esta decisão foi motivada pelo aumento da demanda elétrica durante o inverno, período crítico na região (PELLETIER; FARUQUI, 2022). Segundo os autores, embora não houvesse critérios regulatórios específicos, a concessionária adotou uma abordagem gradual, ajustando as

tarifas ao longo do tempo. Este formato permitiu que os consumidores se adaptassem progressivamente, evitando resistências abruptas e choques tarifários.

Em contraste, no estado de Maryland a implementação das tarifas *PTR* seguiu uma trajetória mais estruturada, com base em regulamentações externas claras voltadas à promoção da eficiência energética. Desde 2009 concessionárias, como *Baltimore Gas & Electric* (BGE), *Potomac Electric Power Maryland* (PEPCO) e *Delmarva Power & Light Maryland* (DPL), têm desenvolvido programas *PTR* apoiados pela atualização da Lei de Eficiência Energética EmPOWER Maryland, em 2017 (PUBLIC SERVICE COMMISSION, 2024). Este marco regulatório foi essencial para o desenvolvimento de programas que incentivam a redução voluntária do consumo durante os horários de pico, com regras claras e uma estrutura organizada.

Quanto ao desenho tarifário, as tarifas *PTR* são oferecidas em um modelo de adesão *opt-in* e os consumidores recebem descontos por cada quilowatt-hora (kWh) economizado durante os eventos de pico, cujas durações e frequências variam. Em Quebec essas tarifas visam reduzir o consumo em horários de maior demanda, oferecendo um desconto de 50,65 centavos canadenses por kWh economizado (PELLETIER; FARUQUI, 2022). Ainda de acordo com Pelletier e Faruqui (2022), a flexibilidade do programa, que permite aos consumidores retornarem à tarifa regular a qualquer momento, aumenta sua atratividade e proporciona maior segurança e controle aos participantes.

Em Maryland, os programas de *PTR* são implementados principalmente no verão, de junho a setembro, durante eventos de pico que duram entre 6 e 8 horas, ocorrendo de 3 a 14 vezes, conforme a necessidade das concessionárias. Consumidores que voluntariamente reduzem seu consumo durante esses períodos recebem um crédito de US\$ 1,25 por kWh economizado (BGE, 2024; PEPCO, 2024). Adicionalmente, os programas que utilizam o controle automatizado de dispositivos oferecem créditos que variam entre US\$ 12,50 e US\$ 80, dependendo do nível de adesão, com bônus para aqueles que utilizam termostatos inteligentes (BGE, 2024a; BGE, 2024b; PEPCO, 2024a; PEPCO, 2024b; PEPCO, 2024c). Estes programas combinam a redução voluntária do consumo com o controle automatizado.

Dentro dos casos internacionais analisados, para consumidores do setor residencial é necessária uma infraestrutura tecnológica robusta e diversificada. Esta infraestrutura é essencial para garantir o funcionamento eficiente dos programas *PTR*, possibilitando o monitoramento em tempo real e o controle do consumo de energia. As principais necessidades incluem a instalação de dispositivos inteligentes, como medidores e termostatos conectados, bem como sistemas de automação residencial que incentivam a participação dos consumidores.

Em Maryland, o uso de dispositivos inteligentes é obrigatório

para os programas *PTR*, permitindo um monitoramento eficiente e facilitando a participação ativa dos consumidores. A automação residencial, como o uso de eletrodomésticos inteligentes, também contribui para a resposta eficaz aos eventos de pico, ajustando automaticamente o consumo (BGE, 2024b; PEPCO, 2024c). Em Quebec, a *Hydro-Quebec* também destaca a importância da infraestrutura tecnológica para o sucesso da implementação das tarifas *PTR* (PELLETIER; FARUQUI, 2022). A integração de medidores e termostatos inteligentes é essencial para fornecer dados em tempo real, permitindo que os consumidores ajustem seu consumo durante os períodos de maior demanda, aumentando a eficácia das iniciativas de eficiência energética.

Apesar das implementações de *PTR* não diferenciarem claramente os perfis de consumidores, a *Hydro-Quebec* identificou que consumidores de baixa renda, com maior aversão ao risco, preferem a *PTR* devido à sua previsibilidade (PELLETIER; FARUQUI, 2022). Antes da implementação das tarifas *PTR* a concessionária conduziu pesquisas com grupos focais para captar as preferências dos consumidores, revelando a importância de uma estratégia centrada no cliente e na informação sobre as novas opções tarifárias (PELLIETIER; FARUQUI, 2022).

Por último, a comunicação eficiente com os consumidores é fundamental para o sucesso dos programas *PTR*. As concessionárias utilizam múltiplos canais, como aplicativos móveis, *e-mails*, ferramentas *web*, mensagens de texto, telefonemas e grupos focais, para informar os consumidores sobre eventos de pico e orientar sobre como maximizar os benefícios dessas tarifas. A transparência e clareza são essenciais para reforçar a confiança dos consumidores e garantir a adesão aos programas.

Em Quebec, a *Hydro-Quebec* desenvolveu um aplicativo móvel como um dos principais meios de comunicação, alertando os consumidores sobre eventos críticos e oferecendo dicas para reduzir o consumo (PELLETIER; FARUQUI, 2022). *E-mails* e ferramentas *web* complementam esse esforço, proporcionando informações detalhadas sobre os horários de pico e permitindo que os consumidores monitorem suas contas e economias, aumentando a confiança e transparência do programa.

Em Maryland, as distribuidoras adotaram uma comunicação multidimensional, utilizando *e-mails*, mensagens de texto, alertas de aplicativos e telefonemas para notificar os consumidores de forma eficaz sobre eventos de pico (PEPCO, DPL, 2024a; BGE, 2024a). Além disso, plataformas online transparentes permitem que os consumidores monitorem sua participação nos programas *PTR*, visualizem suas economias e compreendam o impacto de suas ações no consumo, fortalecendo a confiança e a adesão aos programas (PEPCO, DPL, 2024a; BGE, 2024b).

4.3 Lições aprendidas

As experiências de implementação de *sandboxes* tarifários em Maryland, Ontário e Reino Unido, oferecem *insights* valiosos para o Brasil, sobretudo no que se refere à comunicação, avaliação e acompanhamento eficaz dos resultados dos projetos piloto e à adoção de métodos eficientes de implementação das novas tarifas. Além disso, as experiências internacionais também sublinham a importância de um acompanhamento sistemático da demanda e do consumo durante e após os pilotos. Este monitoramento permitiu estimar os impactos das novas tarifas sobre as despesas dos consumidores (Maggiore, 2013, 2015a; Schofield et al., 2014, 2015; Sergici et al., 2020). Os estudos convergem para a constatação de que a renda domiciliar influencia significativamente as decisões de consumo de energia, exigindo regulamentações que protejam as famílias em situação de vulnerabilidade socioeconômica. Exemplos notáveis incluem os casos da Itália e de Maryland, que adotaram medidas para mitigar os impactos sobre esses grupos.

Além disso, inspirados por práticas internacionais, os relatórios de monitoramento deverão adotar metodologias avançadas e consistentes de análise de consumo, garantindo a integridade e a confiabilidade dos dados gerados. Entre as práticas recomendadas, destaca-se a clusterização de consumidores de baixa renda, permitindo compreender as especificidades e os padrões de consumo desse segmento, que é particularmente sensível às alterações tarifárias. Além disso, a utilização de grupos de controle, compostos por consumidores mantidos no regime tarifário convencional, será essencial para estabelecer comparações diretas e robustas, possibilitando uma avaliação objetiva dos impactos e a eficácia das tarifas testadas.

Em relação ao desenho tarifário, as experiências internacionais mostram que as tarifas *ToU* residenciais são mais eficazes quando estruturadas para incluir múltiplos postos horários e sazonalidade, considerando as variações climáticas entre o verão e o inverno. Em regiões onde as condições climáticas impactam significativamente o consumo, como em países com temperaturas extremas, a sazonalidade tarifária permite uma adequação mais precisa às necessidades dos consumidores e às flutuações na oferta. Além disso, foi observado que diferenças mais acentuadas entre os preços cobrados nos horários de pico e fora de pico estimulam mudanças comportamentais mais significativas por parte dos consumidores, incentivando a introdução do consumo para períodos de menor demanda e contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico.

No que diz respeito à infraestrutura, o caso da Itália ilustra que, embora a adoção de medidores inteligentes seja fundamental para a modernização do sistema elétrico, ela não é suficiente, por si só, para

promover mudanças significativas nos hábitos de consumo dos usuários. No Reino Unido, por exemplo, foi planejada a introdução de dispositivos complementares, como painéis de monitoramento de consumo de energia instalados nas residências, para que os consumidores passassem a entender melhor seus padrões de uso de energia elétrica e reagissem de maneira mais ativa às novas tarifas (SCHOFIELD et al., 2015). Esses dispositivos não apenas aumentaram a transparência sobre o consumo, mas também facilitaram a tomada de decisões informadas, incentivando um comportamento mais consciente e alinhado aos objetivos tarifários.

Paralelamente, o perfil do consumidor é outro fator crucial para a eficácia das tarifas baseadas em RD para o setor residencial, influenciando diretamente sua acessibilidade e os resultados práticos. Estudos prolongados em Quebec indicam que os consumidores de maior renda valorizam especialmente os benefícios não financeiros, como a eficiência energética, a confiabilidade do sistema elétrico e os impactos ambientais positivos associados à redução de picos de demanda. Esses consumidores tendem a adotar novas tarifas que estejam alinhadas aos seus valores pessoais e preocupações com a sustentabilidade (PELLETIER; FARUQUI, 2022). Por outro lado, experiências observadas na Itália e em Ontário destacam a necessidade de uma análise mais aprofundada da sensibilidade à demanda, considerando não apenas o impacto do preço, mas também outros fatores, como hábitos de uso de utensílios, padrões diários de consumo e o acesso à informação sobre eficiência energética.

Por último, as experiências internacionais no campo regulatório revelaram abordagens variadas para a implementação de tarifas baseadas em Resposta à Demanda. No Reino Unido, a agência reguladora ofereceu financiamento às distribuidoras que aderiram ao *sandbox* tarifário de implementação de tarifas *ToU*, incentivando a inovação (SCHOFIELD, 2014). Nos Estados Unidos, os *sandboxes* de tarifas *ToU* e *PTR* foram usados em Maryland como ferramentas experimentais, enquanto no Arizona os distribuidores implementaram tarifas *ToU* para cumprir metas de eficiência energética (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). No Canadá foi identificada a necessidade de um *sandbox* adicional para aprimorar tarifas *ToU* após sua aplicação inicial, destacando a flexibilidade desse mecanismo (ONTARIO ENERGY BOARD, 2017). Enquanto isso, países como Portugal e Itália focaram na infraestrutura, utilizando medidores inteligentes e novas tarifas como complemento dessas melhorias (MAGGIORE et al., 2013, ERSE, 2014; ERSE, 2020).

5. O CASO BRASILEIRO À LUZ DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A análise das experiências internacionais de implementação de tarifas diferenciadas por períodos de uso (*ToU*) e tarifas diferenciadas por redução de demanda em períodos de pico (*PTR*) revela diversos aspectos que devem ser considerados na implementação de novas estruturas tarifárias para o setor residencial de energia elétrica, no Brasil, com implicações diretas nos *sandboxes* tarifários que estão em desenvolvimento no país. Conforme exposto na Seção 3, a literatura internacional sobre a aplicação de tarifas baseadas em sistemas de Resposta à Demanda enfoca os seguintes temas: aspectos regulatórios, estruturação das tarifas, infraestrutura necessária, consideração das características dos consumidores (personalização dos consumidores) e a relevância da comunicação com os consumidores.

Conforme exposto na seção 4, vários *insights* podem ser considerados a partir das análises das experiências internacionais de aplicações de tarifas *PTR* e *ToU*. São necessários transparência na comunicação dos objetivos dos pilotos, dos horários de pico e relatórios periódicos para legitimar as novas tarifas e engajar consumidores e reguladores, bem como acompanhamento sistemático da demanda e do consumo durante e após a implementação das tarifas. Além disso, as amostras dos experimentos devem agrupar os consumidores por renda, considerando salvaguardas para as famílias de baixa renda durante a aplicação das tarifas e manter grupos-controle na tarifa convencional para permitir uma comparação direta e confiável entre as tarifas dinâmicas e as convencionais. Cabe observar que os grupos de alta renda tendem a valorizar benefícios não financeiros e a sensibilidade dos consumidores às tarifas depende também de hábitos domésticos, acesso à informação e cultura energética. Foi visto, também, que experimentos com tarifas dinâmicas devem contemplar múltiplos postos horários e sazonalidade (verão vs. inverno), bem como maiores diferenciais pico/fora-pico para respostas comportamentais mais intensas. No que se refere à infraestrutura, foi visto que além dos medidores inteligentes, dispositivos como *smart appliances* e *displays* de consumo em tempo real aumentam a compreensão e a ação do usuário.

Foi visto também na seção 4 que esses experimentos permitem avaliar a possibilidade de diversos arranjos regulatórios que podem incluir incentivos financeiros, obrigatoriedade normativa, *sandboxes* e investimentos em infraestrutura. O Brasil tem utilizado elementos de boas práticas globais em sua estrutura regulatória, promovendo a cooperação entre os agentes do setor elétrico e instituições de pesquisa, desenvolvimento e inovação através do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da ANEEL. Além disso, a ANEEL costuma realizar chamadas públicas, consultas públicas e tomadas de sub-

sídios como ferramentas de mobilização dos diversos *stakeholders* do setor.

A ANEEL já realizou duas chamadas públicas para *sandboxes* tarifários, uma em 2022 e outra em 2023, o que resultou no encaminhamento de 18 manifestações de interesse, 19 propostas de projetos e posterior autorização de sete projetos, das distribuidoras Enel, EDP, Equatorial, Energisa EMS e Copel (que propôs dois projetos). Posteriormente, foram aprovados mais dois projetos após reavaliação: o projeto da Light e o projeto do consórcio Cerbranorte, Certaja, Certel e Coprel. O número de projetos aprovados parece pequeno quando comparado ao número total de distribuidoras no Brasil, mas é significativo quando se considera que os grupos internacionais que controlam a maior parte das distribuidoras do Brasil estão participando desses experimentos.

O site da ANEEL e os das distribuidoras trazem as principais informações sobre a maioria dos projetos (ANEEL, 2024b, 2024c, 2024d). O projeto da Enel, cujo título é “*Sandbox* Tarifário – Projeto Piloto para Consumidores Residenciais”, visa a implementação de dois tipos de tarifas a um grupo selecionado de 4.580 consumidores residenciais da cidade de São Paulo. O primeiro tipo é uma tarifa *ToU* com três componentes: uma parcela fixa, uma parcela de demanda e outra volumétrica, com quatro postos horários. O segundo tipo é uma tarifa *PTR*, prevendo bonificações para reduções no consumo em dias de eventos críticos. O projeto contempla consumidores residenciais e prevê mapeamento de experiências internacionais, desenvolvimento de peças de comunicação e de um “laboratório do cliente”, que irá testar as peças de comunicação e a reação dos clientes às tarifas numa amostra de 100 consumidores. Além disso, o projeto prevê o desenvolvimento de metodologia para definição e seleção da amostra de 4.580 consumidores e adaptações na infraestrutura de medição e de faturamento. O objetivo é testar a resposta dos consumidores às diferentes tarifas.

O projeto da EDP, intitulado “*Sandbox* Tarifário – Piloto de Resposta da Demanda na Baixa Tensão”, irá testar três tarifas diferentes: uma tarifa binômia, com componentes de consumo e de demanda, uma tarifa monômia horária com quatro postos horários e uma tarifa trinômia sem distinção horária. O projeto contempla consumidores residenciais e comerciais de baixa tensão, e prevê um pré-teste com 100 consumidores, divididos em seis grupos, e adaptações na infraestrutura de medição e de faturamento. O intuito da EDP é de compreender em que medida aspectos comportamentais, econômicos e operacionais afetam os resultados da aplicação dessas tarifas.

Já o projeto da Equatorial, cujo título é “Tarifa Horo-Sazonal-Locacional – HSL”, pretende testar uma tarifa horo-sazonal-locacional, composta por uma componente horária com dois postos tarifários,

uma componente sazonal, com tarifas maiores em meses de maior consumo, e uma componente locacional, para refletir os custos médios da rede que provê energia para os consumidores selecionados. O projeto prevê o desenvolvimento de um aplicativo e de um plano de relacionamento com o cliente, além de mapeamento e adaptação dos sistemas comerciais e de faturamento envolvidos no experimento. O objetivo é oferecer sinais econômicos mais precisos aos consumidores sobre o uso da energia elétrica ao longo do tempo e do território.

O projeto da Energisa, intitulado “Tarifa Horária – *Time of Use* (ToU), Dinâmica e Pré-Pagamento”, contempla consumidores comerciais e residenciais de baixa tensão, e propõe testar três tarifas: uma tarifa ToU horária, uma tarifa dinâmica trimestral e uma tarifa pré-paga. O projeto prevê adaptações na infraestrutura e nos sistemas de faturamento, definição da amostra de consumidores, desenvolvimento de plano de comunicação com os clientes e treinamento dos atendentes. Com os experimentos, a Energisa pretende estudar o comportamento dos consumidores e obter *insights* para induzir os consumidores a racionalizarem o consumo.

A Copel-Dis tem dois projetos em andamento. O primeiro, “Tarifa Multipartes (Fixa Demanda e Horária) e Fatura Digital para Grupo B”, visa avaliar a efetividade de uma estrutura tarifária multipartes — composta por componentes fixos, de demanda e por horário de consumo — voltada a consumidores do Grupo B com medição inteligente; o objetivo é promover uma alocação mais justa dos custos da energia, incentivar o deslocamento do consumo para horários fora de ponta e testar a viabilidade da digitalização da fatura como instrumento de engajamento e transparência. O segundo projeto, “Tarifa da Madrugada para Abastecimento de Carros Elétricos”, visa testar a efetividade de tarifas ToU com preços mais baixos na madrugada — para incentivar o carregamento de veículos elétricos em horários de menor demanda, buscando reduzir o custo global do fornecimento de eletricidade, evitar sobrecargas na rede elétrica e adiar investimentos em infraestrutura.

O projeto da Light, intitulado “Modalidade de Faturamento Fixo Associada a Mecanismos de Incentivos Não Tarifários”, tem como objetivo testar a eficácia de tarifas fixas associadas a mecanismos como *cashback* e programas de recompensas aplicadas a consumidores de áreas com alta complexidade e severas restrições operacionais, com o objetivo de incentivar a adimplência, a eficiência energética e a regularização de clientes historicamente inadimplentes. Finalmente, o projeto do consórcio Cebranorte, Certaja, Certel e Coprel, “Estratégias para o Mercado Livre de Energia: Aplicação de projeto piloto e análise estatística para compreender o comportamento do consumidor de baixa tensão frente a abertura do mercado de energia”, tem como objetivo compreender em profundidade o comportamento de consumidores de baixa tensão frente à abertura do mercado livre de energia elétrica, por

meio da aplicação de 19 experimentos. O objetivo é avaliar fatores como reação ao preço, tipo de fonte energética, fidelidade à marca e impacto da comunicação, para apoiar a formulação de políticas regulatórias e estratégias comerciais para esse novo ambiente de contratação.

Ao final de 2024, quatro desses projetos se encontravam em diferentes estágios de implementação no que se refere ao desenho amostral, à infraestrutura e à comunicação com os clientes. A Enel estava desenvolvendo a metodologia para seleção da amostra, realizar o levantamento de informações de medição e o tratamento de dados, além de promover adaptações nos sistemas de medição e faturamento. Na comunicação, estava elaborando o desenho do Laboratório do Cliente, desenvolvendo conteúdo para o *site* e discutindo peças de comunicação. A EDP realizou o pré-teste da amostra, concluiu os sistemas de faturamento e SAP, elaborou peças de comunicação para seis grupos de consumidores e desenvolveu seu *site*, tendo iniciado testes com 100 consumidores. A Equatorial finalizou o desenho amostral e estava adquirindo sistemas de medição inteligente, com mapeamento e desenvolvimento de soluções para os sistemas comerciais e de faturamento, além de trabalhar em um aplicativo, plano de comunicação e estratégias de relacionamento com os clientes. Já a Energisa concluiu o desenho amostral para duas das três tarifas propostas e a calibração dessas tarifas. Adquiriu e instalou sistemas de medição inteligente, contratou soluções de conexão e telemedição e desenvolveu adaptações nos sistemas de medição e faturamento. Sua comunicação inclui desenvolvimento de soluções digitais, plano de atendimento, treinamento da equipe e divulgação do projeto em seu *site* e no YouTube (ANEEL, 2024e; ANEEL, 2024f; ANEEL, 2024g; ENERGISA, 2025).

A expressiva adesão das distribuidoras às chamadas públicas para projetos tarifários experimentais demonstra o compromisso do setor elétrico brasileiro com a exploração de soluções inovadoras. Cabe observar que todos os projetos buscam introduzir maior dinamicidade às tarifas, uma vez que há muito tempo se reconhece que uma tarifa monômnia e volumétrica, como a aplicada atualmente para a maior parte dos consumidores de baixa tensão, “não convive harmoniosamente com gestão de energia” (ANEEL, 2018). A baixa adesão à Tarifa Branca, mencionada na primeira seção deste artigo, reforça a necessidade de realizar experimentos com novas modalidades tarifárias.

À luz das experiências internacionais, a inserção dos *sandboxes* no Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Aneel considera esses experimentos como instrumentos de inovação. Em particular, o PDI permite criar um ambiente favorável à experimentação de novas tarifas baseadas em RD no setor residencial. Um exemplo notável é a adoção, na maior parte dos projetos, do modelo *opt-out*, no qual os consumidores são automaticamente incluídos nas

novas tarifas, mas podem optar por sair; a experiência internacional mostra que na maior parte dos experimentos esse modelo promove maior adesão e resultados mais significativos.

No que se refere à necessidade de monitoramento, no Brasil o acompanhamento sistemático dos projetos será conduzido por um Comitê de Governança, cuja atuação terá como base relatórios periódicos elaborados pelas empresas com iniciativas em andamento e amplamente divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, promovendo a transparência e o acesso às informações pela sociedade (ANEEL, 2024b). Esses relatórios determinarão um papel fundamental no monitoramento e avaliação das novas tarifas experimentais, contribuindo para a identificação de desafios e oportunidades ao longo do processo.

Como exposto na seção 4, há diferentes abordagens passíveis de serem tratadas nos *sandboxes*. As chamadas públicas da Aneel para projetos de *sandboxes* tarifários refletem essa necessidade de diversidade de abordagens, especialmente em um país de dimensões continentais como o Brasil. Neste caso, é permitido a implementação de diferentes tipos de tarifas e dada às distribuidoras a autonomia para definir os valores e as diferenças de preço entre os horários de pico e fora de pico. Esta flexibilidade regulatória é crucial para acomodar as particularidades locais, como variações socioeconômicas e hábitos de consumo regionais. Ao possibilitar testes com soluções tarifárias residenciais personalizadas, o modelo a ser adotado pelo Brasil poderá promover a criação de tarifas mais adequadas às características específicas de cada região, facilitando uma transição tarifária.

A experiência internacional aponta também a necessidade de se levar em consideração a infraestrutura da rede ao propor o *sandbox*. No Brasil, os desafios voltados a infraestruturas são ainda mais complexos devido à grande diversidade das regiões de concessão, o que reflete tanto na infraestrutura disponível quanto no perfil socioeconômico dos consumidores. Esta heterogeneidade gera disparidades na difusão de medidores inteligentes, o que pode dificultar a aplicação das tarifas a serem testadas. Assim, a superação dessas barreiras requer estratégias específicas e soluções adaptadas às realidades locais, com o objetivo de garantir que os benefícios das tecnologias inteligentes sejam amplamente distribuídos.

No que se refere à comunicação com os consumidores, cabe observar que no Brasil a complexidade do consumo residencial exige atenção especial aos dispositivos residenciais de alto consumo, como chuveiros elétricos e aparelhos de ar-condicionado, que influenciam significativamente a demanda. Esta análise deve levar em conta não apenas a frequência de uso desses dispositivos, mas também fatores regionais, como condições climáticas, características socioeconômicas e disponibilidade de tecnologias alternativas. Além disso, iniciativas de

educação energética podem desempenhar um papel crucial na conscientização dos consumidores sobre práticas mais eficientes e no incentivo à adesão a novos modelos tarifários. Compreender essas variáveis de forma integrada permitirá o desenvolvimento de tarifas mais adequadas às realidades locais, estimulando maior engajamento dos consumidores.

A adesão reduzida à Tarifa Branca no Brasil aponta para desafios de comunicação entre distribuidoras e consumidores, destacando a necessidade de melhoria nas estratégias de informação e sensibilização. A experiência internacional evidencia que estratégias claras, direcionadas e personalizadas são essenciais para superar barreiras de entendimento e estimular a participação. Estas estratégias devem considerar os diferentes perfis socioeconômicos, hábitos de consumo e níveis de acesso à informação dos consumidores, além de garantir que as informações sejam disponibilizadas com antecedência suficiente para que as famílias possam avaliar as opções tarifárias. Iniciativas que promovem *feedback* ativo, como pesquisas e consultas públicas, bem como o engajamento contínuo ao longo de todo o processo de implementação, são fundamentais para criar confiança e fomentar a adesão.

A Tabela 7 mostra quais projetos contemplam os aspectos apontados como relevantes pela experiência internacional.

Tabela 7 - Projetos que contemplam aspectos apontados pela literatura internacional

Aspecto	Projetos
Regulação: Desenho regulatório para implementação das tarifas, incluindo organização responsável pela gestão, prazo das derrogações, processos de candidatura e seleção e divulgação dos resultados.	Todos
Desenho tarifário: Tarifas ToU e PTR, número e duração dos postos horários, diferenças entre preços nas horas de pico e fora de pico.	Enel, EDP, Energisa, Equatorial, Copel-Dis (projeto 1)
Infraestrutura: Aspectos físicos (sazonalidade, revestimento térmico dos edifícios, entre outros); mix de oferta; penetração, horário e tempo de uso das smart appliances e dos medidores inteligentes.	Enel, EDP, Energisa, Equatorial
Personalização dos consumidores: Considerar rotinas e hábitos dos consumidores, aversão ao risco de diferentes grupos de consumidores; atitudes em relação ao meio-ambiente, aos ganhos financeiros e à privacidade dos dados; separar os consumidores por faixas de educação, renda e tamanho dos domicílios.	Enel, EDP, Energisa
Comunicação com consumidores: Ações de comunicação, mecanismos de feedback e personalidades dos consumidores.	Todos

Como pode ser visto na Tabela 7, a maior parte dos projetos de *sandbox* brasileiros estão alinhados a algumas das principais tendências internacionais, implementando tarifas dinâmicas, adaptando a

infraestrutura necessária e investigando formas eficazes de comunicação com o cliente; porém, os dados disponíveis não permitem constatar se os aspectos de personalização da comunicação com os consumidores estão sendo plenamente cumpridos e não há informações disponíveis sobre o uso de dispositivos complementares nas adaptações da infraestrutura, como *smart appliances*. É possível afirmar, assim, que ainda existem oportunidades para o aperfeiçoamento de estratégias, garantindo uma transição tarifária mais eficiente, inclusiva e orientada para as demandas do setor residencial.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em síntese, a análise de experiências internacionais demonstra que os *sandboxes* são ferramentas estratégicas e versáteis para testar e refinar modelos tarifários baseados em Resposta à Demanda para consumidores na baixa tensão. Estes ambientes regulatórios experimentais permitem avaliar o impacto de novas tarifas em condições controladas antes de sua aplicação em larga escala. Contudo, como ilustrado pelos exemplos de Portugal, Itália e do Arizona, esta não é a única abordagem para implementar tarifas inovadoras. As tarifas *ToU* e *PTR* podem ser implementadas diretamente em contextos nos quais a infraestrutura da rede elétrica já está consolidada, especialmente em cenários de implementação abrangente de medidores inteligentes, dispensando a necessidade de pilotos extensivos.

No Brasil, os *sandboxes* têm o potencial de exercer um papel central na modernização do setor elétrico. Os *sandboxes* analisados na seção 5 deste artigo ainda estão em andamento, portanto serão necessários mais estudos para identificar os benefícios e desafios da implementação de novas tarifas de energia elétrica para consumidores residenciais no Brasil. No entanto, é fundamental que a aplicação de *sandboxes* seja integrada a outras iniciativas regulatórias e tecnológicas. Exemplos incluem a abertura de mercado, que traz maior flexibilidade para a compra de energia elétrica; a expansão da geração distribuída, que vem alterando significativamente o perfil de carga das redes; o aumento da demanda por veículos elétricos, que requerem soluções específicas de gestão de redes; e a necessidade de avançar na implementação em larga escala de medidores inteligentes, que ofereçam dados em tempo real e maior controle para consumidores e operadores.

Ao mesmo tempo, o país deve enxergar os experimentos com *sandboxes* como uma oportunidade estratégica para consolidar um modelo tarifário robusto na baixa tensão e adaptado às particularidades locais. A implementação de tarifas *ToU* e *PTR*, ajustadas às realidades socioeconômicas e climáticas de diferentes regiões, pode ser potencializada por tecnologias avançadas e estratégias inclusivas de

comunicação e engajamento. Esta abordagem contribuirá para o fortalecimento da gestão da rede, promovendo a eficiência energética, a sustentabilidade e maior confiabilidade.

A transição para modelos tarifários mais modernos e dinâmicos exige planejamento integrado e visão de longo prazo. A utilização de tecnologias como sistemas de medição avançados, ferramentas de análise de dados e plataformas digitais para interação com os consumidores residenciais permitirá que o Brasil não apenas atenda às demandas atuais, mas também prepare sua infraestrutura elétrica para os desafios futuros, como o crescimento acelerado da mobilidade elétrica e integração de fontes renováveis intermitentes. Dessa forma, o setor elétrico poderá oferecer benefícios tangíveis tanto para os consumidores em baixa tensão, em forma de maior flexibilidade e economia, quanto para o sistema elétrico, garantindo maior estabilidade e resiliência.

7. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel (PDI ANEEL) e à Enel São Paulo pelo apoio e financiamento ao Projeto *Sandbox* Tarifário, que tornaram este artigo possível.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFONSO, A.; COELHO, J. C. Drivers of fiscal sustainability: A time-varying analysis for Portugal. *International Economics*, v. 178, ago. 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S211070172400009X>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators. ACER Market Monitoring Report 2015: Electricity and Gas Retail Markets. Nov. 2016. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202015%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ALECTRA. Regulated Price Plan Pilot – Final Report. Beworks, 31 de ago. 2020. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Alectra-RPP-roadmap-12-Month-Report-20200831.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ALOTAIBI, I. et al. A comprehensive review of recent advances in smart grids: A sustainable future with renewable energy resources. *Energies*, v. 13, 2020. Disponível em: <https://www.semanticscholar.org/paper/A-Comprehensive-Review-of-Recent-Advances-in-Smart-Alotaibi-Abido/888ace8dd0ddcb08b03ce2b9088000dc8bcd5c0f>. Acessado em: 02 dez. 2024.

AMADI, G. F. Operação de uma rede de distribuição considerando fontes de energia renováveis, operação e alocação de dispositivos armazenadores de energia e resposta da demanda. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Pontifícia Universidade Católica de Campinas. São Paulo, 2019. Disponível em: http://repositorio.sis.puc-campinas.edu.br/bitstream/handle/123456789/15141/ceatec_ppggrrt_me_Gabriel_FA.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acessado em: 02 dez. 2024.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Sandboxes Tarifários. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. 1ª Chamada Pública. 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios/1a-chamada-publica>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. 2ª Chamada Pública. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios/2a-chamada-publica>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Demais Projetos. 2024d. Disponível em: Demais Projetos — Agência Nacional de Energia Elétrica. Acessado em: 02 dez. 2024. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Acompanhamento de Projeto Piloto Aprovado – Sandboxes Tarifários. 2024e. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54396&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFase-Reuniao=fase. Acessado em: 26 maio 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Sandboxes Tarifários: Projeto Piloto para Consumidores Residenciais – Enel São Paulo. 2024f. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54395&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFase-Reuniao=fase. Acessado em: 26 maio 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 206/2024-STR/ANEEL. 2024g. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=54390&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFase-Reuniao=fase. Acessado em: 20 mai. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifa Branca. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifa Binômia. Modelo Tarifário do Grupo B. Anexo da Nota Técnica nº 277/2018-SGT/SRM/ANEEL, de 12/12/2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/>

APS – Arizona Public Service. Rate schedule TOU-E residencial time-of-use service: Time-of-use 4PM-7PM weekdays. 2024. Disponível em: https://www.aps.com/-/media/APS/APSCOM-PDFs/Utility/Regulatory-and-Legal/Regulatory-Plan-Details-Tariffs/Residential/Service-Plans/Time-of-Use-4pm-7pmWeekdays_R-TOU-E.pdf?sc_lang=es-MX. Acessado em: 02 dez. 2024.

ARERA – L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Piano strategico triennale 2007-2009. Allegato A. 2007. Disponível em: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/07/001-07all.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

BGE – Baltimore Gas & Electric. Energy Savings Days. 2024a. Disponível em: <https://bgesavings.com/events-central/energy-savings-days/#gsc.tab=0>. Acessado em: junho 2024.

BGE – Baltimore Gas & Electric. PeakRewardsSM Air Conditioning Program. 2024b. Disponível em: <https://bgesavings.com/programs/ac/#gsc.tab=0>. Acessado em: junho 2024.

CGIP – Consumer Guidance Institute Portugal LDA. Liberalização do mercado da energia em Portugal - uma visão geral. 14 de maio de 2020. Disponível em <https://www.cgip.pt/consumer-infos/liberalizacao-do-mercado-da-energia-em-portugal-uma-visao-geral/#:~:text=Em%202006%2C%20teve%20in%20C3%ADcio%20a,a%20livre%20concorr%C3%AAncia%20C3%A9%20permitida>. Acessado em: 02 dez 2024.

CHEN, Y. et al. Electricity demand response schemes in China: Pilot study and future outlook. *Energy*, v. 224, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221002917>. Acessado em: 02 dez. 2024.

CUSTOMER FIRST. CustomerFirst Regulated Price Plan Pilot Program: Interim Report. Toronto, 21 de set. 2020. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/CustomerFirst-Interim-Impacts-Report-20200203.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

DPL – Delmarva Power & Light Maryland. Participation Options. 2024a. Disponível em: <https://energywiserewards.delmarva.com/md/commercial/participation/>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ENEFIRST – International Experiences With Efficiency First. Using time-of-use tariffs to engage customers and benefit the power system. 2020. Disponível em: https://enefirst.eu/wp-content/uploads/1_Using-ToU-Time-of-Use-tariffs-to-engage-consumers-and-benefit-the-power-system.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

ENEL – Ente Nazionale Per l'Energia Elettrica. Tomada de Subsídios nº 002/2021: Tarifa Branca. 2021. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=43430&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acessado em: 02 dez. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Experiência internacional com tarifas dinâmicas de eletricidade. Informe Técnico, dez. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-671/EPE-IT-001-%20RD%20Internacional.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília: MME/EPE, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-637/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-022/2019-r0. Brasília: MME/EPE. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Estrutura tarifária do setor elétrico em 2024. dez. 2023. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/fsgnhkmw/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2024-dez2023.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Períodos horários na energia elétrica de Portugal. Set. 2020. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/wijn0vgt/periodos-hor%C3%A1rios-de-energia-el%C3%A9trica-em-portugal.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Documento justificativo, 2014. Disponível em: https://www.erse.pt/media/ks3j43lt/regulamentotarifario_doc_justificativo.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

FARUQUI, A.; BOURBONNAIS, C. Time of Use Rates: An International Perspective. *Energy Regulation Quarterly*, v. 8, jun. 2020. Disponível em: <https://energyregulationquarterly.ca/articles/time-of-use-rates-an-international-perspectives#sthash.XUBDNoH8.dpbs>. Acessado em: 02 dez. 2024.

FARUQUI, A.; TANG, S. Best Practices in Tariff Design: A Global Survey. Brattle, 2021. Disponível em: https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/06/21941_best_practices_in_tariff_design_-_a_global_survey.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

GOULART, J. F. Programas de resposta da demanda no setor elétrico brasileiro à luz de experiências internacionais. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Minas Gerais, 2023. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3980/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o_2024018.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

GUANG, F.; HE, Y.; WEN, L. Impacts of hybrid time-varying tariffs on residential electricity demand: The case of Zhejiang Province. *Utilities Policy*, v. 61, dez. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178719303224>. Acessado em: 02 dez. 2024.

IRENA – International Renewable Energy Agency. Innovation landscape brief: Time-of-use tariffs. Abu Dhabi, 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_ToU_tariffs_2019.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

JUNAIDI, N. Blockchain-based management of demand response in electric energy grids: A systematic review. *Energy Reports*, v. 9, p. 5075-5100, dez., 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484723003827>. Acessado em: 02 dez. 2024.

KEMA. Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural. Relatório 1E/G: Situação actual e experiências com projectos-pilotos em Portugal, 2012. Disponível em: https://www.erse.pt/media/u3yfnccf/relatorio_3_e_g_analisecustobeneficio_se-e- gas_kema.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

KESSELS, K. et al. Fostering Residential Demand Response through Dynamic Pricing Schemes: A Behavioural Review of Smart Grid Pilots in Europe. *Sustainability*, v. 8, 2016. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/8/9/929>. Acessado em: 02 dez. 2024.

LIMA, L. J. B.; HAMZAGIC, M. Estrategias para la transición energética: revisión de la literatura. *Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento*, ed. 06, v. 08, p. 96-120, jun. 2022. ISSN: 2448-0959. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/362084048_Estrategias_para_la_transicion_energetica_revision_de_la_literatura. Acessado em: 02 dez. 2024.

LIU, J. Electricity Pricing and Its Role in Modern Smart Energy System Design: A Review. *Designs*, v. 76, 2023. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2411-9660/7/3/76>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PUBLIC SERVICE COMMISSION OF MARYLAND. PC 44 Interconnection Order nº. 89933. 09 set. 2021. Disponível em: <https://www.psc.state.md.us/wp-content/uploads/Order-No.-89933-PC44-Interconnections-Waiver-of-Regulations.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

MAGGIORE, S. et al. Impact of the enforcement of a time-of-use tariff to residential customers in Italy. 22º International Conference On Electricity Distribution, nº0320, 2013a. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6683276>. Acessado em: 02 dez. 2024.

MENG, F. et al. Demand-side energy management reimaged: A comprehensive literature analysis leveraging large language models. *Energy*, v. 291, 15 mar. 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224000744>. Acessado em: 02 dez. 2024.

OLIVEIRA, V. R. J.; TEFEN, D.; FERNANDES, R. C. Demand side management in Brazil: Brief history, lessons learned, status, challenges, and trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 183, set. 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002940>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ONTARIO ENERGY BOARD. Approved Prices and Structures for Electricity Pricing Pilots Board File Nº: EB-2016-0201. Toronto, 24 ago. 2017. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/RPP-Pilot-Prices-20170824.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ONTARIO ENERGY BOARD. Determination Under Section 1.2.1 of the Standard Supply Service Code to Mandate Time-of-Use Pricing for Regulated Price Plan Consumers Board File N°. EB-2010-0218. Toronto, 4 ago. 2010. Disponível em: <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/determination-mandate-time-use-pricing>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ONTARIO ENERGY BOARD. Regulated Price Plan Pilot Meta-Analysis: Final Report. Toronto, 22 dez. 2020. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/report-RPP-Pilot-Meta-Analysis-20211110.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ONTARIO ENERGY BOARD. Regulated Price Plan Roadmap: Report of the Board. Toronto, 16 nov. 2015. Disponível em: https://www.oeb.ca/sites/default/files/uploads/RPP_Roadmap_Report_of_the_Board_20151116.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

OSHAWA PUC. RPP Pilot Program – Final Results Report. 24 de ago. de 2020. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Oshawa-PUC-RPP-Pilot-Final-Results-Report-20200824.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PELLETIER, F; FARUQUI, A. Does dynamic price work in a winter-peaking climate? A case study of Hydro Quebec. The Electricity Journal, v. 35, Issue 2, mar. 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619022000069>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PEREIRA, D. M. G. Análise do produtor-consumidor enquanto interveniente da rede elétrica inteligente. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa, 2014. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/4354/1/Disserta%c3%a7%c3%a3o.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PECPO – Potomac Electric Power Maryland. Energy Wise Rewards. 2024b. Disponível em: https://energywiserewards.pepco.com/md/?_gl=1*ac28ar*_ga*MjExNzY1NjIzOC4xNzE3MTY0MDQz*_ga_TMBZ28Y1PN*MTcxNzE5MDk5MC4zLjEuMTcxNzE5Mjc1NS42MC4wLjA. Acessado em: 02 dez. 2024.

PECPO – Potomac Electric Power Maryland. Participation options. 2024c. Disponível em: <https://energywiserewards.pepco.com/md/participation/>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PECPO – Potomac Electric Power Maryland. Peak Energy Savings Credit. 2024a. Disponível em: https://www.pepco.com/ways-to-save/for-your-home/maryland/peak-energy-savings-credit?_gl=1*1v8r0kz*_ga*MjExNzY1NjIzOC4xNzE3MTY0MDQz*_ga_TMBZ28Y1PN*MTcxNzE5MDk5MC4zLjEuMTcxNzE5Mjc1NS42MC4wLjA. Acessado em: 02 dez. 2024.

PITI, A. et al. The Role of Smart Meters in Enabling Real-Time Energy Services for Households: The Italian Case. *Energies*, v. 10, 2017. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/2/199>. Acessado em: 02 dez. 2024.

PUBLIC SERVICE COMMISSION OF MARYLAND. Small Generator Interconnection. 2024. Disponível em: <https://www.pepco.com/ways-to-save/for-your-home/maryland/peak-energy-savings-credit/about-peak-energy-savings-credit>. Acessado em: 02 dez. 2024.

ROTHES, M. G. A. O Papel da regulação na liberalização do setor elétrico português. Dissertação (Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente) – Faculdade de Economia da Universidade de Porto. Porto, 2012. Disponível em: https://sigarra.up.pt/fep/pt/pub_geral.pub_view?pi_pub_base_id=25274. Acessado em: 02 dez. 2024.

SÁNCHEZ, P. R.; SILVEIRA, P. B. Liberalización y Competencia en el marco energético de la Unión Europea: ¿Campeones Europeos de la Energía? *Revista Jurídica da Presidência*, v. 18, n. 114, p. 47-70. Brasília, mai. 2016. Disponível em: <https://dspace.almg.gov.br/xmlui/handle/11037/21271?locale=en>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SANTANA, G. V. Método de clusterização aplicado ao estudo da influência da tarifa branca no perfil de curvas de carga. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Bauru. Bauru, 2020. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/3be458cf-4e80-4113-b0a4-5bae6d15b980/content>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SARAIVA, J. T. Implementation of dynamic tariffs in the Portuguese electricity system - preliminary results of a Cost-Benefit Analysis. *International Conference on the European Energy Market – EEM*, 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521329>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SERGICI, S. et al. PC44 Time of Use Pilots: End-of-Pilot Evaluation. The Brattle Group, 2021. Disponível em: <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/12/PC44-Time-of-Use-Pilots-End-of-Pilot-Evaluation.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SERGICI, S. et al. PC44 Time of Use Pilots: Year One Evaluation. The Brattle Group, 2020. Disponível em: https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/19973_pc44_time_of_use_pilots_-_year_one_evaluation.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

SCHOFIELD, J. R. Dynamic time-of-use electricity pricing for residential demand response: Design and analysis of the Low Carbon London smart-metering trial. Tese de Doutorado, Imperial College London, abr. 2015a. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/280521515_Dynamic_time-of-use_electricity_pricing_for_residential_demand_response_Design_and_analysis_of_the_Low_Carbon_London_smart-metering_trial. Acessado em: 02 dez. 2024.

SCHOFIELD, J. R. et al. Low Carbon London project: Data from the dynamic time-of-use electricity pricing trial, 2013. UK Data Archive Study Number, 7857, nov. 2015b. Disponível em: https://doc.ukdataservice.ac.uk/doc/7857/mrdoc/pdf/7857_userguide.pdf. Acessado em: 02 dez. 2024.

SCHOFIELD, J. R. et al. Residential consumer responsiveness to time-varying pricing. Technical Report, Imperial College London, set. 2014. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/275945877_Residential_consumer_responsiveness_to_time-varying_pricing. Acessado em: 02 dez. 2024.

SRP. Compare Residential Price Plans. 2024c. Disponível em: <https://www.srpnet.com/price-plans/residential-electric/compare-plans>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SRP. SRP EZ-3 Price Plan. 2024b, Disponível em: <https://www.srpnet.com/price-plans/residential-electric/ez-3>. Acessado em: 02 dez. 2024.

SRP. SRP Time-of-Use Price Plan (ToU). 2024a. Disponível em: <https://www.srpnet.com/price-plans/residential-electric/time-of-use>. Acessado em: 02 dez. 2024.

TABATA, A. N. Análise do impacto de ação de gerenciamento pelo lado da demanda em consumidores com geração distribuída renovável. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2017. Disponível em: <https://www.eletrica.ufpr.br/p/arquivostccs/433.pdf>. Acessado em: 02 dez. 2024.

TOLMASQUIM, M. T. Mecanismo para a integração das energias renováveis intermitentes: Redes elétricas inteligentes/respostas pelo lado da demanda. Banco de Desarrollo de América Latina – CAF, 2017. Disponível em: https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1224/20170806_2017%2008%2004%20REI-RL-Drev%20vf.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acessado em: 02 dez. 2024.