

## GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

### ABERTURA INTEGRAL DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA: ELEMENTOS EMPRESARIAIS RELEVANTES

**A. Viana** **J.C. Mello** **V. Ribeiro** **R. Medeiros** **A. Lopes** **F. Rodrigues** **B. Sicsú**  
**Thymos Energia** **ABRACEEL**

#### RESUMO

A portaria MME nº 514/2019 estabelece cronograma para redução do limite de carga do consumidor livre convencional, que alcançará em janeiro de 2023 a sincronia com os consumidores especiais, onde todos acima de 500 kW poderão se tornar livres comprando de todas as fontes. Ainda, a partir de janeiro de 2024 é previsto que todos os consumidores abaixo de 500 kW sejam elegíveis. O presente artigo explora elementos relevantes para alcançar o sucesso na abertura, com base nas particularidades do mercado brasileiro e na experiência internacional: Contratos legados; Medição; Faturamento; Supridor de Última Instância e Comercializador Varejista.

#### PALAVRAS-CHAVE

Regulamentação, Mercado Livre, Elegibilidade

#### 1.0. INTRODUÇÃO

Uma pergunta necessária é por que promover a abertura integral do mercado de eletricidade? A abertura integral do mercado de energia elétrica significa permitir que as indústrias e comércios de pequeno porte, bem como os consumidores residenciais, possam escolher o seu fornecedor de eletricidade. Atualmente o Brasil ainda não oferece essa alternativa pois estagnou no desenvolvimento do seu mercado atacadista de eletricidade e não avançou nas demais reformas necessárias para levar o mercado de eletricidade até o varejo. Tal reforma urge pelo fato de a população brasileira arcar com a 3º maior relação tarifa/renda per capita do mundo. A abertura do mercado faz parte das reformas necessárias para recolocar o custo final de energia elétrica do Brasil em patamares aceitáveis. A figura 1 abaixo ilustra que embora o Brasil esteja na 18ª posição das maiores tarifas residenciais em valores brutos, o País ocupa a 3ª colocação na relação tarifa/renda per capita. Essa condição é preocupante, pois elevadas tarifas de eletricidade impactam a competitividade do país: a menor disponibilidade de renda dos consumidores de energia para seus gastos ou poupança arrefecem o crescimento econômico. Isso sem mencionar o aumento da inadimplência e perdas comerciais (furto de energia) realimentando o ciclo vicioso.



Figura 1 – Relação Tarifas Residenciais vs Renda Per capita – 2019 (fonte: autores a partir de [1])

No tocante ao tema da abertura integral do mercado de eletricidade, uma experiência internacional que merece destaque é a dos EUA: como a decisão da abertura é homologada por cada estado, é possível fazer comparações dos custos finais de energia elétrica entre os estados que decidiram pela abertura de mercado e os que optaram por manter tarifas reguladas e não abrir o mercado. De maneira em geral, os EUA tiveram, por uma série de razões estruturais, redução nos custos de energia elétrica entre os anos 2010 e 2019. Porém, os estados que implantaram a abertura integral do mercado obtiveram uma redução mais significativa dos custos com energia elétrica conforme pode ser visto no quadro na figura 2.

Conforme exposto na figura 2 abaixo, 14 estados norte-americanos abriram seu mercado para o varejo (*full retail choice*). Os demais estados subdividem-se entre aqueles que implantaram uma versão muito limitada de mercado no varejo (*partial retail choice*), os que iniciaram a abertura de mercado, mas a interromperam após a crise da Califórnia no início dos anos 2000 (*considered but rejected*), os estados que mantiveram as tarifas reguladas (*regulated*) e os estados que estão avaliando a abertura de mercado (*under consideration*). Os estados com abertura integral de mercado (*full retail choice*) reduziram os custos com energia elétrica entre os anos de 2010 e 2019 em 31%, ao passo que os estados que mantiveram a estrutura regulada reduziram os custos em 18% no mesmo período. O Brasil teve um incremento real de 9,7% no período

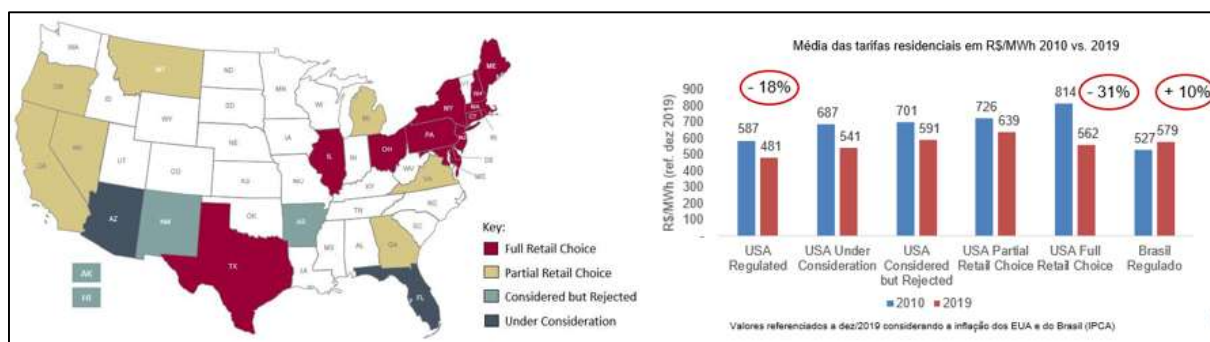


Figura 2 – Estados norte-americanos e abertura de mercado - 2019 (fonte: autores a partir de [2])

## 2.0 ELEMENTOS RELEVANTES – SÍNTESE

Os elementos relevantes para alcançar o sucesso na abertura integral de mercado é um debate necessário ! Para promover a abertura integral do mercado brasileiro uma série de medidas devem ser debatidas, avaliadas e implantadas para conduzir uma transição entre o modelo atual vigente e a abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica no Brasil. A portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 514/2019 prevê que até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024. Para subsidiar o referido estudo a ser apresentado pela ANEEL ao MME, a Agência abriu a Tomada de Subsídios nº 10/2020 para receber contribuições dos agentes de mercado.

O presente artigo busca elencar os elementos relevantes para alcançar o sucesso na abertura, com base nas particularidades do mercado brasileiro e na experiência internacional, quais sejam:

- (i) **Contratos legados** - será necessário discutir a transição do modelo vigente para o novo modelo e debater se a atividade de comercialização de energia poderá ser exercida pelas distribuidoras, pois estas compraram energia em leilões públicos para atender a seus consumidores regulados por meio de contratos de longo prazo. Para promover a abertura de mercado e ao mesmo tempo respeitar esses contratos celebrados no modelo anterior, aqui denominados “contratos legados”, será necessário discutir uma regra de transição que não atrase ou inviabilize a abertura do mercado. Atualmente, as distribuidoras compram energia em leilões regulados e repassam esses custos nas tarifas dos consumidores. Para promover a transparência e competição, a atividade de comercialização de energia atualmente exercida pela distribuidora precisará ser, necessariamente, conduzida por uma empresa distinta ou não ?
- (ii) **Medição** - será necessário avaliar a política de implantação de medidores e divulgação de dados já que atualmente a vasta maioria dos medidores são eletromecânicos. Ou seja, esses equipamentos não armazenam e nem transmitem a informação e o histórico de consumo. Qual política implantação de smart meters, de coleta de dados de medição de consumo e de divulgação desses dados que possa promover a maior competição no mercado e com melhor relação custo-benefício?
- (iii) **Faturamento** - será necessário avaliar os procedimentos de faturamento, uma vez que as informações presentes na fatura de energia elétrica, os dados disponibilizados pelos medidores de energia e sistemas comerciais serão fundamentais para prover informações ao consumidor com agilidade e transparência, para facilitar a comparação de ofertas dos fornecedores de eletricidade e criar condições para que o consumidor

- exerça suas escolhas, e por meio delas escolhas obter redução de seus custos com energia elétrica. Simplicidade também deve ser uma tônica, dado que apesar do potencial segmentação dos diversos serviços e supridores, o consumidor como usuário final deve ter facilidades de compreensão e logística de pagamento.
- (iv) **Supridor de Última Instância** - será necessário implantar uma política de tratamento da inadimplência de consumidores e agentes de mercado: a inserção de uma grande quantidade de consumidores de menor porte no mercado exigirá procedimentos especiais para o tratamento de situações de inadimplência ou de situações extremas, como por exemplo, a de falência do vendedor de energia. Será necessário debater a atuação do chamado Supridor de Última Instância (SUI) – empresa responsável por lidar com consumidores vulneráveis, inadimplentes ou advindo de vendedores que faliram.
- (v) **Comercializador Varejista** - a inserção de uma grande quantidade de consumidores de menor porte no mercado exigirá aperfeiçoamentos dos processos de comercialização de energia nos agentes de mercado e na relação da CCEE com o mercado. O comercializador varejista é um destes pontos focais.

### 3.0 CONTRATOS LEGADOS

Os Contratos Legados são todos os contratos de compra e venda de energia celebrados entre as distribuidoras e as empresas de geração no arcabouço regulatório vigente para atender aos consumidores regulados. Atualmente, cerca de 50 GW médios de Contratos Legados lastreiam 70% do consumo total das distribuidoras e desconsiderando os resultados dos futuros leilões, os contratos legados permanecerão até o ano de 2054 conforme apresentado na figura 3 abaixo. Para promover a abertura integral do mercado de maneira sustentável, será necessário implantar medidas para evitar um nível insustentável de sobrecontratação das distribuidoras, que seria causado pela migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

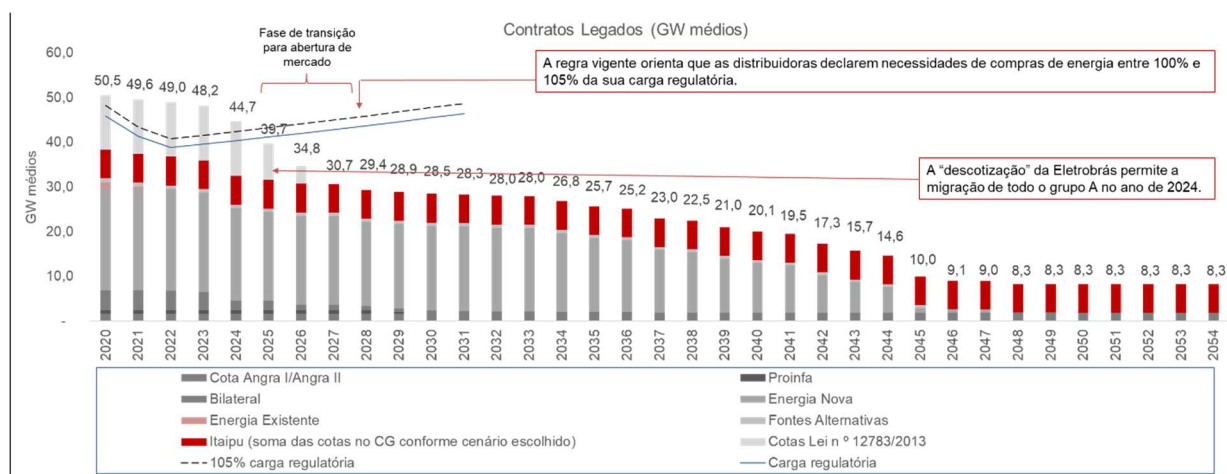


Figura 3 – Contratos Legados - 2021 (fonte: autores a partir de planilhas SPARTA ANEEL)

Desse modo, será fundamental estabelecer regras de transição que reduzam os Contratos Legados em posse das distribuidoras. Algumas delas já estão em discussão e em implantação, como por exemplo, a redução do prazo dos contratos de Energia Nova, a melhoria dos “vasos comunicantes” entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o ACL permitindo o aumento paulatino da interação entre esses dois ambientes. A Lei 14.120, publicada em 2 de março de 2021, prevê a implantação de mecanismo competitivo de descontração ou redução, total ou parcial, dos CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

Ainda, existem janelas de oportunidade que poderão ser exploradas para a redução dos Contratos Legados, como por exemplo, a revisão das bases do contrato vigente da usina hidrelétrica Itaipu Binacional, em agosto de 2023 e a utilização do mecanismo de “descontização” da capitalização da Eletrobrás trazido pela Lei nº 14.182/2021. A descontização da Eletrobrás prevista na Lei nº 14.182 refere-se à redução dos montantes de cotas de Garantia Física das usinas da Eletrobrás que estão atualmente comprometidos nos contratos sob o regime da Lei 12.783 (regime de cotas). São cerca de 7 GW.médios que migram paulatinamente do regime de cotas após 2022, e ficam totalmente disponíveis para livre comercialização em 5 anos. Em outras palavras, fatores que reduzem o volume dos contratos legados abrem a oportunidade para ampliação do ACL mais acelerada.

Dessa forma, considerando o nível atual de sobrecontratação das distribuidoras, a “descontização” da capitalização da Eletrobrás e a revisão do Tratado de Itaipu em 2023 passa a ser viável a elegibilidade de migração de todos os consumidores de alta tensão até o ano de 2025 e todos os consumidores de Baixa Tensão até o ano de 2027, conforme pode ser constatado na figura 4 abaixo. Será fundamental a discussão de regras de transição que lastreiem a migração para o ACL e para que a contratação no ACR não amplie os contratos legados.

As medidas e sugestões supracitadas poderão proporcionar um lastro sustentável à migração dos consumidores de menor porte para o mercado livre e com isso reduzir o impacto de custos de sobrecontratação das distribuidoras nos

demais consumidores regulados. Além disso, a revisão do contrato de Itaipu e a descotização da Eletrobrás poderão reduzir, ou até mesmo eliminar, a eventual criação de um encargo setorial específico e temporário para cobrir os custos de sobrecontratação dos Contratos Legados. É importante ressaltar que em sendo inevitável a criação desse novo encargo para cobrir os custos dos Contratos Legados, o seu horizonte de aplicação deve ser limitado, por exemplo, ao longo de 5 anos, tal como o constatado em mercados nos EUA.

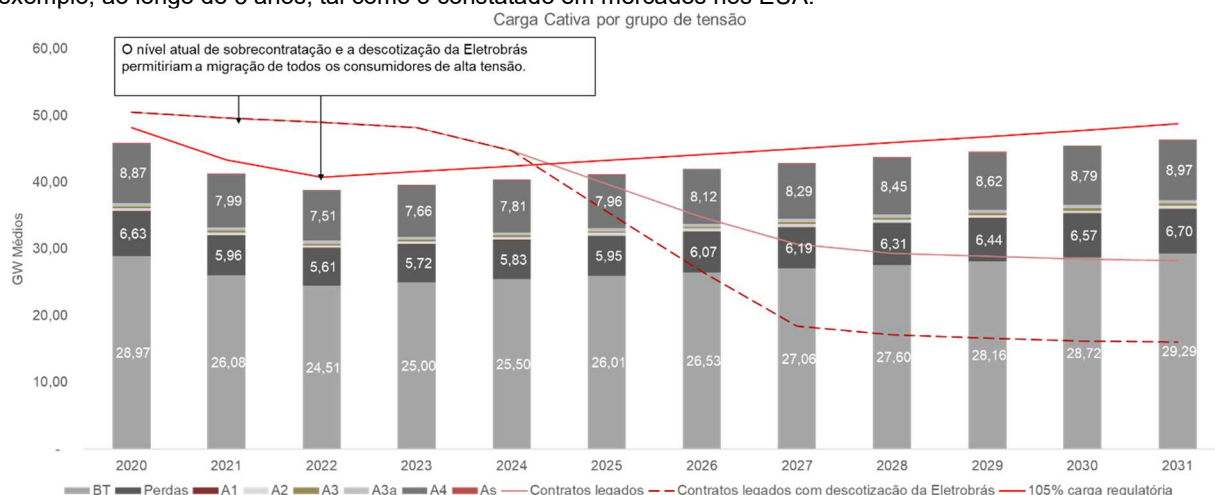


Figura 4 – potencial de migração para o ACL (fonte: autores a partir de dados da ANEEL)

O desafio do endereçamento de custos legados para a promoção de liberalização de mercados de energia não ocorre somente no Brasil. Nos EUA, foi estabelecido como condição para a liberalização do mercado de energia o ressarcimento de parcela dos investimentos realizados pelas empresas verticalizadas de geração e distribuição para atender ao seu mercado que “deixaria de existir” após a abertura de mercado (situação similar à sobrecontratação das distribuidoras no Brasil comentada acima). Esse ressarcimento dos investimentos cobrados por encargos dos consumidores nos estados norte-americanos que promoveram a abertura de mercado foram chamados de Competition Transition Charge (CTC), Market Transition Charge (MTC) ou genericamente de Stranded Costs.

Com relação à alocação, gestão de portfólio e alocação dos custos de transição foram levantadas alternativas expostas na figura 5. O tratamento dos contratos legados poderá ser feito de forma centralizada, por meio da Gestora de Contratos Legados (GCL) ou bilateralmente. Na forma centralizada, poderia ser feito por meio de quotas compulsória ou venda direta no mercado. Na primeira alternativa seria considerada uma premissa de equalização do portfólio, mesmo que indiretamente, pois haveria um rateio dos custos desses contratos. Na segunda alternativa, os ônus e bônus da gestão do portfólio pela entidade central seria rateado por todos os agentes de mercado. Por sua vez, na forma de comercialização bilateral pelo segmento de comercialização varejista das distribuidoras (após a separação das atividades), este segmento assume a gestão dos portfólios com ônus e bônus. Naturalmente, nessa situação, as empresas que herdaram portfólio de contratos com preços elevados perderiam espaço para as empresas que herdassem portfólios competitivos. No longo prazo, o mercado tenderia ao equilíbrio por meio de fusões e aquisições entre as empresas.

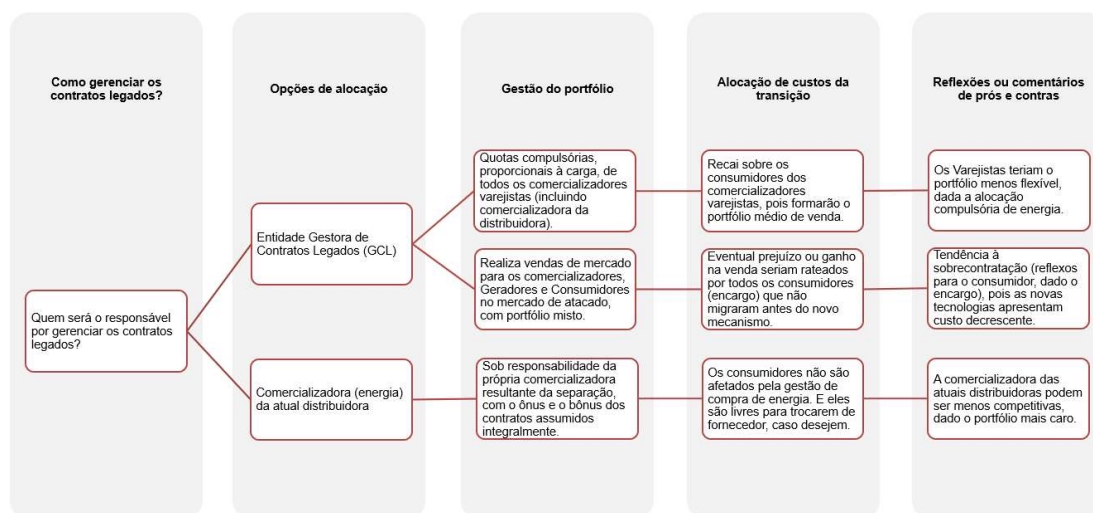


Figura 5 – Cenários de Tratamento dos Contratos Legados - 2021 (fonte: autores)



#### 4.0 MEDIÇÃO E FATURAMENTO

Atualmente, no Brasil, a vasta maioria das unidades consumidoras cativas no ACR possuem medidores eletromecânicos, ou seja, equipamentos que não dispõe de memória de massa e canal de comunicação para transferência de dados para uma central. Em outras palavras, esses consumidores não possuem Medidor de Energia Eletrônico (*Smart Meter*).

Uma pergunta frequente que costuma ocorrer é se para abertura do mercado varejista, ou seja, para que pequenos comércios e residências no Brasil troquem seu fornecedor de eletricidade, seria preciso, necessariamente, substituir os atuais medidores eletromecânicos de energia elétrica instalados por “smart meters”? Existe a possibilidade de residências e comércios atendidos em baixa tensão trocarem de fornecedor de energia elétrica, sem ainda ter instalado smart meter. A experiência internacional datada do fim da década de 90 mostrou a possibilidade de um procedimento transitório para a parcela de consumidores que trocaram de fornecedor de eletricidade e ainda não possuíam smart meter [3]. Nesse caso, seria preciso o estabelecimento de procedimento similar ao exposto no quadro da figura 6 numa forma sintética.

Aos consumidores que optaram pela troca de fornecedor de eletricidade, mas que ainda não possuem smart meter instalado, seria permitida a troca de fornecedor de eletricidade, mediante o seguinte processo:

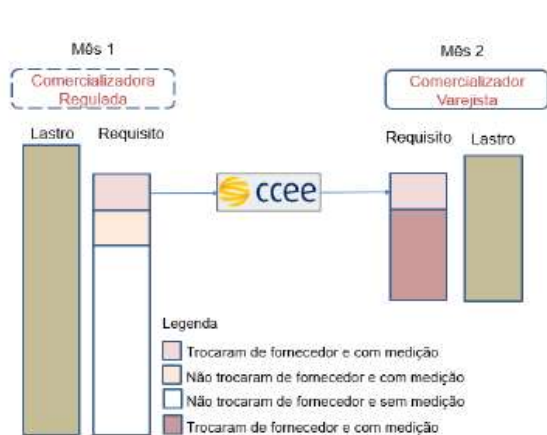


Figura 6 – Transição nos Requisitos de Medição

- (i) Comercializador varejista e consumidor celebram contrato de compra e venda de energia;
- (ii) Comercializador varejista registra contrato na CCEE;
- (iii) CCEE informa os dados do consumidor e o da transação à comercializadora regulada e à distribuidora;
- (iv) O comercializador varejista fatura o consumidor considerando o preço negociado com base em métrica do histórico de consumo. A parcela energia é auferida pelo varejista e as demais parcelas (distribuição e encargos) são repassadas à distribuidora;
- (v) Quando estiver de posse da medição no seu sistema, a distribuidora informa à CCEE;
- (vi) No mês seguinte, a CCEE realiza os ajustes na contabilização da Comercializadora Regulada e Comercializadora Varejista;
- (vii) Comercializador Varejista paga à Comercializadora Regulada a diferença do valor do PLD entre os meses de registro e faturamento bem como uma taxa de gestão de medição e faturamento à Comercializadora Regulada e Distribuidora.

O procedimento sugerido na figura 6 seria transitório e somente com a finalidade de não incluir barreiras na abertura de mercado, e dar trato aos casos dos consumidores que trocaram de fornecedor de eletricidade, com adesão no mercado livre, e a distribuidora de energia não tinha disponível, no momento, o smart meter para instalar no consumidor. Cabe ressaltar que tal procedimento não estaria aderente aos objetivos de precificação horária e de redução dos prazos de contabilização na CCEE, e, portanto, é transitório.

Em contrapartida substituir os atuais medidores eletromecânicos de energia elétrica instalados por smart meters seria recomendável, pois tal modernização traria redução estrutural dos custos futuros com a rede elétrica. E a experiência internacional tem apontado nessa direção, pois a instalação de smart meters está alinhada às macrotendências de evolução dos sistemas elétricos do futuro - digitalização, descentralização e ser granular na representação de custos e das decisões, tal como resposta da demanda em consumidores de baixa tensão. A melhor representação do uso da rede elétrica cria possibilidades de redução estrutural das tarifas de distribuição, melhoria da prestação dos serviços de distribuição, adiamento dos investimentos na rede elétrica promovida pela resposta da demanda e redução do custo da energia promovida pelo aumento da competição no varejo. O *smart meter* é uma peça fundamental para lidar com o desafio prioritário que advirá da inevitável expansão dos recursos energéticos distribuídos (RED), que certamente vai alterar a estrutura tarifária.

Em outras palavras, o custo do fio de um consumidor cativo “típico” é recuperado por meio de uma única componente volumétrica baseada na medição de kWh. Isso se deve ao fato de que a maioria dos medidores instalados em consumidores de baixa tensão não medem a demanda máxima. Ao passo que os smart meters medem as duas grandezas kWh e kW (demanda máxima), permitindo a introdução de tarifas binômias, que acrescentam a cobrança de uma componente em R\$/kW atrelada ao valor da demanda medida.

A instalação massiva de smart meters permitirá uma análise detalhada das curvas de carga por perfil de clientes, que estão conectados no sistema de distribuição. De posse dessas informações, será possível desenhar tarifas mais aderentes que permitam uma relação completa de ganho entre todos os elos do sistema - RED, consumidores, distribuidoras e confiabilidade sistêmica. O conhecimento detalhado das curvas de carga permitirá melhores

desenhos de tarifas binômias acopladas à cobrança de energia variável no tempo, como as modalidades de TOU (time-of-use), de CPP (critical peak pricing) ou de RTP (under a real-time pricing).

Nesse sentido, Austrália, EUA e União Europeia implantaram políticas de instalação massiva de substituição de medidores eletromecânicos por smart meters, visando essa redução futura de custo estrutural da rede elétrica. Adicionalmente, devido ao efeito escala, a substituição massiva de medidores nesses países tem provocado queda nos preços dos próprios smart meters – fato que cria um ciclo virtuoso. A União Europeia estabeleceu um plano de instalar 223 milhões de smart meters até o ano de 2024 em todas as residências e pequenos comércios. Em uma segunda etapa, prevê-se a instalação de adicional de 43 milhões de medidores inteligentes até o ano de 2030 elevando a taxa de penetração dessa tecnologia na Europa para 92%. Com base nas informações mais recentes, o menor custo por ponto de medição em programas de substituição foi de €38 por ponto de medição [4]. Nos EUA, em 2009, o Departamento de Energia estabeleceu um programa de modernização do parque de medição com o objetivo de proporcionar ao cliente maior controle no consumo da eletricidade, redução de consumo no horário de pico, menores custos de interrupção e restauração mais rápida do fornecimento. Foram substituídos 16 milhões de medidores (29% do parque de 2014) ao custo médio de US\$ 241 por ponto de medição - dispersos entre o menor de custo de US\$ 159 na Carolina do Norte e US\$ 1.023 na Georgia [5].

A experiência internacional sinaliza que para países como o Brasil, ou seja, países com baixíssima penetração dessa tecnologia, e que precisam promover em larga escala o acesso à informação e o poder de escolha do consumidor, é fundamental que haja a padronização do modelo de smart meter a ser utilizado na substituição dos medidores pelas distribuidoras. A padronização deve determinar a utilização do modelo com o menor custo possível, que contenha no mínimo, as funcionalidades de memória de massa e leitura remota. A Tabela 1 apresenta um conjunto típico de funções e serviços.

*Tabela 1 – Funções Típicas Smart Meters - 2021 (fonte: autores)*

Função e serviços	Baixo Custo	Básico	Médio	Premium
Memória de massa mínimo de 60 dias	X	X	X	X
Leitura remota	X	X	X	X
Corte e religamento remoto		X	X	X
Auto diagnose remoto			X	X
Permitir remotamente mudança de tarifa			X	X
Limitador de Carga				X
Gerenciamento de Carga				X
Acesso à medição por meio de dispositivo registrado				X
Notificação de falha				X
Atualização remota de software				X

Os programas de modernização seguiram o comando legal que a troca de equipamentos e a execução dos serviços fossem arcados e executados pelas distribuidoras [6]. A experiência internacional mostra que o poder de escala e a capilarização oferecida pela distribuidora é mais focada, considerando os benefícios trazidos à rede pelas informações disponibilizadas pelos medidores e o custo desses equipamentos.

Finalmente, cabe ressaltar que o processo de faturamento e de integração entre os sistemas comerciais dos comercializadores varejistas, comercializadoras reguladas e distribuidoras será um desafio adicional no processo de abertura de mercado. O ideal é que se busque uma única fatura de cobrança, mas isso exige um forte processo prévio de convergência dos sistemas comerciais e procedimento de faturamento. Alguns países iniciaram seus mercados varejistas de eletricidade com faturas separadas para os serviços de distribuição e de comercialização de energia. Posteriormente, passaram a oferecer alternativas ao consumidor. A tabela 2 sintetiza os aspectos favoráveis e os pontos de atenção de cada alternativa

*Tabela 2 – Alternativas de política de faturamento - 2021 (fonte: autores)*

#	Fatura	Aspectos favoráveis	Pontos de atenção
1	À escolha do consumidor	Provê comodidade ao consumidor	Necessidade de convergência entre sistemas comerciais da distribuidora e do comercializador e no tratamento tributário.
2	Fatura unificada	Afasta o risco de o consumidor pagar apenas uma das faturas.	Exige integração de sistemas comerciais e tratamento tributário
3	Faturas separadas	Como não exige a integração dos sistemas comerciais dos comercializadores com as distribuidoras, é um processo mais simplificado que aceleraria a adesão dos consumidores de menor porte ao mercado livre.	Risco de o consumidor pagar apenas uma das faturas

## 5.0 SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA E COMERCIALIZADOR VAREJISTA.

A boa prática e a experiência internacional recomendam que o negócio de varejo de eletricidade liberalizado deve coexistir com algum mecanismo para garantir que todos os consumidores sejam abastecidos em circunstâncias excepcionais por um Provider of Last Resort (POLR), também conhecido por Retailer/Supplier of Last Resort

(RoRL/SoLR) dependendo do país – aqui denominado “Supridor de Última Instância (SUI). Um ponto de destaque é quais seriam as atribuições do SUI e sob qual modalidade e remuneração deveriam ser implantadas no Brasil?

O SUI geralmente é designado pelo regulador ou operador de mercado para receber os consumidores inadimplentes, ou os consumidores que ficaram sem supridor de eletricidade após o comercializador que o atendiam sofrer default ou perda da autorização. De modo geral e simplificado, poderíamos dizer que costumam ser avaliadas duas alternativas para a definição supridor de última instância em um mercado de energia: i) todo comercializador varejista é elegível a ser supridor de última instância e participa de um processo seletivo instaurado pelo Regulador e ii) o maior comercializador de cada área de distribuição é automaticamente considerado pela regulação como supridor de última instância – na maioria dos casos são as comercializadoras advindas das distribuidoras.

No entanto, as atribuições e as modalidades de remuneração dos serviços prestados pelo SUI variam muito dentre os diversos mercados de energia que o adotam. Na União Europeia, 20 dos 28 países possuem a figura do SUI nos seus respectivos arcabouços jurídicos- regulatório do setor elétrico. As circunstâncias mais comuns em que ocorrem o atendimento pelo SUI são: i) a inadimplência do consumidor; ii) a falência do varejista que atendia ao consumidor; iii) a outorga do retailer que atendia ao consumidor foi revogada; iv) o contrato com o comercializador varejista expirou; v) o consumidor está no livre mercado, mas não escolheu ou encontrou um comercializador varejista.

Embora as circunstâncias de sua aplicação sejam similares, a função principal e a remuneração do SUI diferenciam-se entre os países. Por exemplo, em Portugal e Alemanha a função principal do SUI é a precaução contra o default de varejistas e distribuidoras. Por sua vez, o SUI na Noruega e Espanha, por exemplo, também têm a função de proteger os consumidores com dificuldades de pagamento. A regra de remuneração também é distinta: na Alemanha o preço é livre, em Portugal e na Espanha é definido pelo Regulador. Mais detalhes na tabela 3 sintetiza estes pontos.

Tabela 3 – Experiência Internacional Supridores de Último Instância

	Características principais	Países
Função Principal	Proteger consumidores com dificuldades de pagamento	AT, BE, CY, ES, FI, NO, SE
	Proteger consumidores inativos	CY, CZ, EE, ES, IT, LU, LV, NO, PL, SE
	Precaução contra <i>default</i> de <i>Retailers</i> e distribuidoras	AT, CY, CZ, DE, DK, ES, FI, GB, GR, HR, HU, IT, LU, LV, LT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK
Remuneração	Preço definido livremente pelo POLR	CY, DE, FI, HR, NL, SE
	Preço pré-definido por regra regulatória	AT, CY, DK, EE, LT, LV, NO, PL, SI, SK
	Preço definido pelo Regulador	CZ, ES, IT, PT

Legenda AT: Áustria, CZ: Rep. Tcheca, DE: Alemanha, DK: Dinamarca, EE: Estônia, EL: Grécia, ES: Espanha, FI: Finlândia, FR: França, HR: Croácia, HU: Hungria, IE: Irlanda, IT: Itália, LT: Lituânia, LU: Luxemburgo, LV: Letônia, MT: Malta, NL: Holanda PL: Polônia, PT: Portugal, RO: Romênia, SE: Suécia, SI: Eslovênia, SK: Eslováquia, UK: Grã-Bretanha

Com relação à política de outorga para o exercício da atividade de SUI no Brasil foram levantadas três alternativas expostas na figura 7. A figura 8 ilustra alternativas de remuneração do SUI.

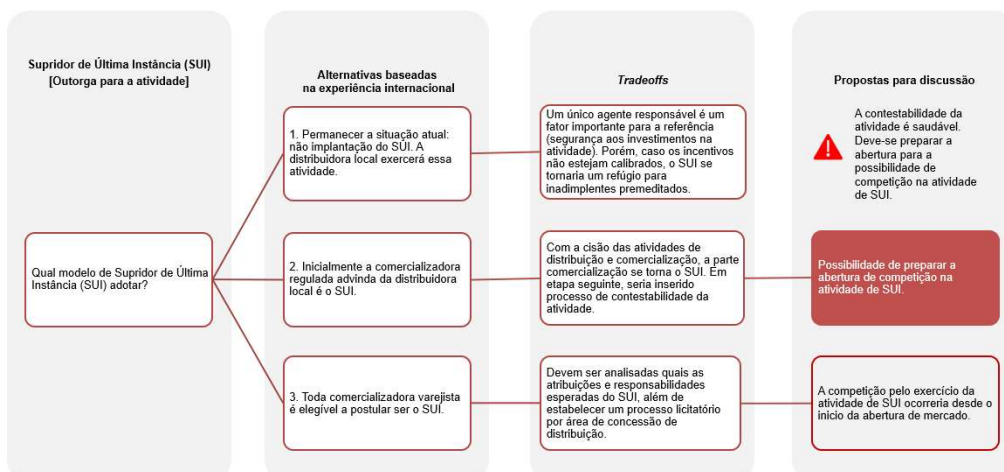


Figura 7 – Sugestão de alternativas para avaliação de políticas de outorga SUI - 2021 (fonte: autores)

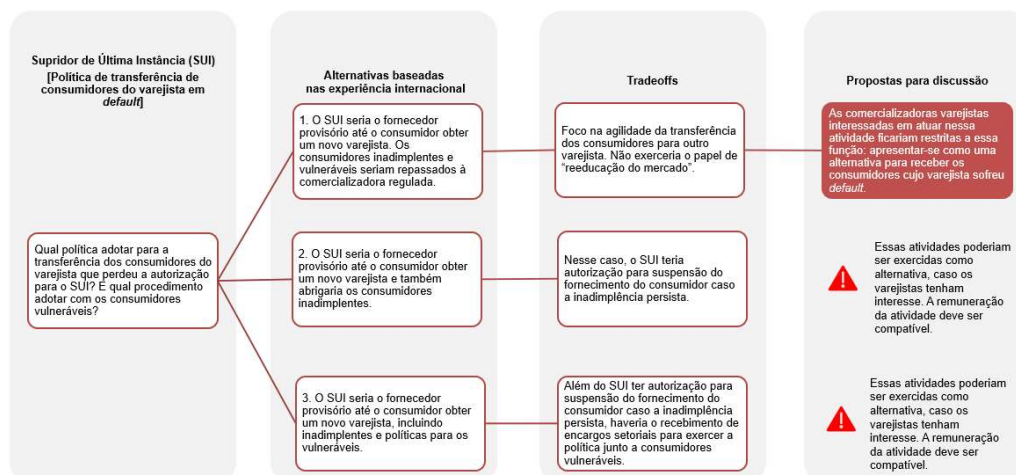


Figura 8 – Sugestão de alternativas para avaliação de políticas de remuneração SUI - 2021 (fonte: autores)

## 6.0. CONCLUSÕES

Este artigo buscou levantar pontos relevantes para o planejamento da elegibilidade integral do mercado de energia elétrica brasileiro. O maior desafio é o tema dos Contratos Legados, que envolvem contratações de longo prazo, que devem ser honradas, e o potencial crescimento de repasses ao consumidor final, caso a abordagem seja mais equilibrada para as distribuidoras.

Outro grande desafio é a implantação da política do SUI. O modelo mais indicado é a adoção segmentada, em duas modalidades: a primeira, para receber os consumidores de um comercializador varejista (supridor) que entrou em default, e uma segunda modalidade de SUI dedicada aos consumidores inadimplentes e vulneráveis.

A medição é um tema de maior complexidade, e deve permitir uma transição com a troca de medidores tradicionais por novos inteligentes. Importante salientar que, é possível a abertura do mercado sem a instalação de medidores inteligentes, no entanto, recomenda-se um plano de substituição dos atuais medidores por novos inteligentes. O serviço de agregador de medição será uma oportunidade comercial para consumidor escolher o pacote de medição desejado. A emissão de faturas é também um ponto a ser endereçado buscando um faturamento único, ao invés de faturas separadas. Atualmente, tendo em vista o atual estágio do setor de telecomunicações e comercialização, a emissão de faturas consolidadas seria um papel para as comercializadoras varejistas, recebendo informações das distribuidoras, e exercendo ao mesmo tempo o papel de agregador da medição.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] <https://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries/>  
<https://pt.tradingeconomics.com/country-list/gdp-per-capita>.
- [2] <https://www.eia.gov/electricity/state/>
- [3] <https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/scope/ScopeArchive.aspx>
- [4] [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report\\_09-26-16.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report_09-26-16.pdf)
- [5] <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en>
- [6] [https://www.energy.vic.gov.au/\\_data/assets/pdf\\_file/0016/43801/Deloitte-Final-CBA-2-August.pdf](https://www.energy.vic.gov.au/_data/assets/pdf_file/0016/43801/Deloitte-Final-CBA-2-August.pdf)

## DADOS BIOGRÁFICOS



Alexandre Guedes Viana é pós-Doutor (2020) e Doutor (2018) em ciências na Poli-USP. Desde 2019 é sócio-diretor de mercados de energia e regulação na Thymos Energia. Anteriormente atuou como diretor de comercialização na SPIC - Pacific Hydro Brazil e atuou por aproximadamente 18 anos (2000-2018) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ocupando diversas funções, destacando a organização dos leilões de energia elétrica e projetos relacionados a desenho de mercado.



- (2) João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (1994), Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação em todas as discussões do Setor Elétrico Brasileiro desde meados da década de 90 nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL.
- (3) Victor Hugo Ribeiro dos Santos trabalha no setor elétrico há 25 anos em empresas como Elera, Queiroz Galvão Comercializadora, Vale, Furnas, Light e Enel RJ. Mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas, Especialista em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF e diversos cursos de extensão pela Universidade Federal de Itajubá, PUC Rio e FGV. Gerente Regulatório na Thymos Energia desde junho de 2020.
- (4) Reginaldo Medeiros é Presidente Executivo da Abraceel
- (5) Alexandre Lopes é Vice-Presidente de Energia da Abraceel
- (6) Frederico Rodrigues é Vice-Presidente de Estratégia e Comunicação da Abraceel
- (7) Bernardo Sicsú é Diretor de Eletricidade e Gás da Abraceel.