



SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

Lorrane da Silva Costa Câmara	Guilherme Dantas	Arthur Tavares
TECHNE-GESEL PROJETOS E ANALISES LTDA	Essenz Consultoria	Consultoria Executamos
lorranecamara@gmail.com	guilherme.dantas@essenzolu	arthurtavares@outlook.com

Francesco Tommaso	Leonardo Campos Filho	Rafael Catramby
Consultoria Executamos	Siglasul Consultoria LTDA	Siglasul Consultoria LTDA
francesco.gianelloni@gmail.com	lcampos@siglasul.com.br	rcatramby@siglasul.com.br

Repensando a estrutura tarifária no contexto de difusão de Recursos Energéticos Distribuídos - Uma análise multicritério

Palavras-chave

Tarifas de Distribuição de Eletricidade
Tarifas Volumétricas
Recursos Energéticos Distribuídos
Análise Multicritério

Resumo

A difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos traz à tona a necessidade de repensar as tarifas de distribuição de energia elétrica. As tarifas volumétricas, adequadas ao paradigma “geração segue a carga”, prevalente no setor elétrico até então, têm sua efetividade refutada em função mudança do paradigma setorial. No sentido de contribuir para a discussão acerca da estrutura tarifária mais adequada ao Setor Elétrico Brasileiro, o objetivo do presente artigo é apresentar os resultados de uma análise multicritério desenvolvida considerando quatro estruturas tarifárias selecionadas a partir da análise da literatura. Os resultados do trabalho indicam que as características das áreas de concessão têm influência significativa sobre a estrutura tarifária a ser priorizada em cada caso. Embora entre as estruturas tarifárias consideradas no artigo nenhuma tenha sido unânime, no âmbito desta análise, considerando os pressupostos adotados, as tarifas monômias com quatro postos tarifários e as tarifas trinômias com dois postos tarifários se mostraram mais adequadas à dinâmica que se consolida no setor elétrico.

1. Introdução

Tradicionalmente, as tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) são cobradas majoritariamente de forma volumétrica (kWh) no segmento de Baixa Tensão. Trata-se de um modelo tarifário compatível com a lógica de geração centralizada com fluxos unidirecionais de energia e consumidores com comportamento passivos, prevalente no setor até um passado recente.

No entanto, o setor elétrico encontra-se diante do processo de descentralização, com a difusão de recursos energéticos distribuídos (RED), e de maior engajamento dos consumidores. A face mais visível dessa transição é a crescente difusão de sistemas de geração distribuída (GD) fotovoltaica em unidades consumidoras de baixa e média tensão. Concomitantemente, nota-se a gradual adoção de medidas de gerenciamento da demanda e o início do processo de difusão de veículos elétricos (VE).

Em linhas gerais, o paradigma do setor elétrico deve evoluir para um padrão com a presença de fluxos multidirecionais de energia e de consumidores tendendo a modular o comportamento de suas cargas. Dado que não se prospecta no curto/médio prazo um grande número de consumidores optando por soluções do tipo *off-grid*, a rede de distribuição continuará a ser fundamental, de modo que é preciso discutir seu custeio entre os diferentes usuários.

Neste cenário, a questão a ser discutida é a compatibilidade das estruturas tarifárias tradicionais com o paradigma emergente com a difusão dos RED e seus impactos nos mercados faturados das distribuidoras, sem necessariamente reduzirem os custos de distribuição. Isso exige o exame detalhado da forma eficiente e equitativa da alocação dos custos da rede entre as diferentes categorias de usuários da rede de distribuição, a fim de mitigar possíveis subsídios cruzados entre consumidores com e sem recursos energéticos distribuídos.

A modernização da estrutura tarifária já é uma temática presente em diversos países, sobretudo aqueles que contam com estágio avançado de difusão dos RED. Esta dinâmica de difusão também começa a estar presente no setor elétrico brasileiro, com a difusão da geração distribuída fotovoltaica a um ritmo de crescimento superior ao previsto e a perspectiva de aumento na frota nacional de veículos elétricos. Desta forma, a

discussão acerca da modernização das tarifas de distribuição deve integrar a agenda regulatória brasileira.

No sentido de contribuir para a identificação da estrutura tarifária mais adequada ao caso brasileiro, foi aplicada uma metodologia de análise multicritério baseada nos princípios clássicos de tarifas. Na medida em que a estrutura tarifária mais adequada é em grande medida influenciada por características intrínsecas à área de concessão, optou-se por realizar a análise para três distribuidoras com características geoeletricas, socioeconômicas e territoriais bastante distintas. As estruturas tarifárias consideradas na análise foram identificadas a partir da análise da literatura.

Este artigo visa justamente apresentar os resultados da análise multicritério e está estruturado em quatro seções. Na primeira seção é apresentada a argumentação que fundamenta a seleção das quatro alternativas tarifárias a serem comparadas de forma mais detalhada. A segunda seção visa justificar conceitualmente a opção pela metodologia multicritério e apresenta os critérios utilizados. Já a terceira seção apresenta os resultados da metodologia aplicada e a análise dos resultados. Finalmente, são apresentadas as conclusões derivadas da pesquisa desenvolvida.

2. Desenvolvimento

Seleção das estruturas tarifárias consideradas na análise multicritério

Além da tarifa monômnia volumétrica convencional, atualmente aplicada no Brasil para consumidores de baixa tensão, foram selecionadas mais três estruturas tarifárias a serem consideradas na metodologia de priorização de tarifas. Tais desenhos tarifários foram selecionados com base em condicionantes e implicações identificadas a partir da análise da literatura.

Estruturas tarifárias com componente de cobrança fixo e/ou em demanda são apontadas como alternativas para tornar as tarifas mais custo-reflexivas. Tais tarifas tendem a mitigar distorções na alocação de custos derivadas da difusão de sistemas de geração distribuída e tornam o faturamento das distribuidoras menos suscetíveis a variações de mercado (Borestein, 2016; BROWN et al., 2015).

Os benefícios econômicos das tarifas com sinal temporal, por sua vez, são amplamente reconhecidos na literatura (FARUQUI e KIRBY, 2017; STOKER et al., 2009). Na medida em que envolvem a definição de patamares tarifários distintos em função dos períodos de ponta e fora-ponta, refletindo a correspondente variação do custo de disponibilização da rede de distribuição, há um intrínseco efeito de aumento da eficiência econômica refletido em um aumento do fator de carga do uso da rede. Desta forma, as tarifas com sinal temporal induzem a uma maior aproximação entre preços e custos (HLEDIK et al., 2016; AZEVEDO, 2018).

É importante apontar, ainda, que a aplicação de tarifas de demanda com sinalização temporal tende a incentivar o deslocamento da carga para horários fora da ponta, o que contribui para a otimização do uso da rede. Isso não ocorre com tarifas binômias sem sinal temporal, que ao cobrarem indistintamente, em relação ao período do dia, valores mais elevados para consumidores com maior demanda, não incentivam o deslocamento desta para horários de maior ociosidade da rede, mas apenas a sua redução. Neste sentido optou-se por considerar apenas tarifas de demanda com dois postos no desenho das tarifas consideradas na análise.

Com base nas considerações apresentadas, foram selecionadas para a aplicação da metodologia de priorização de estruturas tarifárias as seguintes tarifas:

- i. Monômnia volumétrica invariante no tempo: consiste na tarifa convencional de referência, atualmente aplicada pelas distribuidoras para consumidores de baixa tensão;
- ii. Monômnia com quatro postos temporais: os postos tarifários P1 (ponta), P2 (intermediário), P3 (fora-ponta) e P4 (madrugada) são aplicáveis à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (em R\$/MWh). Nessa construção, a Tarifa de Energia (TE) foi mantida invariante no tempo;
- iii. Binômnia com dois postos temporais: os postos tarifários P1 (ponta) e P2 (fora-ponta) são aplicáveis à TUSD Transporte (Fio [A1](#) e Fio [B2](#)), cobrada em R\$/kW. Nessa estrutura tarifária, a TE e os demais componentes da TUSD (Perdas e Encargos) foram mantidos invariantes no tempo e tarifados em R\$/MWh;
- iv. Trinômnia com dois postos temporais: segue a mesma construção da tarifa binômnia com dois postos temporais. Aqui, no entanto, a parcela da TUSD Fio B correspondente aos custos comerciais dos consumidores de baixa tensão é cobrada mensalmente através de um componente fixo, valorado em R\$/UC.

Em função do objetivo de realizar simulações de diferentes estruturas tarifárias em um contexto de difusão de recursos energéticos distribuídos, foi necessário desenvolver uma ferramenta dotada de algumas funcionalidades específicas. Em especial, tal desenvolvimento se fez necessário na medida que o objetivo das simulações a serem realizadas é, não apenas o cálculo de tarifas, como também o exame de indicadores de variação dos resultados econômico-financeiros das distribuidoras [\[3\]](#), a cada ano simulado do período compreendido entre 2019 e 2030.

Esta ferramenta reproduz o cálculo completo da estrutura tarifária, incluindo o sistema CTR e as planilhas [TR4](#) e [PCAT5](#), e a insere em um modelo de análise econômico-financeira capaz de estimar a receita requerida das distribuidoras com base em processos simplificados de revisão e de reajuste tarifários. Em linhas gerais, a partir da receita requerida e do mercado de referência, o modelo emula a TR e o CTR com vistas a calcular tarifas a partir da integração com a PCAT. Ao aplicar estas tarifas ao mercado projetado para cada ano, é possível estimar a receita verificada e, por consequência, calcular indicadores econômico-financeiros.

Finalmente, cabe destacar que, sendo a estrutura tarifária mais adequada para determinado contexto em alguma medida função das características da área de concessão, optou-se por considerar na análise as seguintes distribuidoras heterogêneas entre si, a saber:

- i. Distribuidora X: uma empresa de grande porte, cuja área de concessão apresenta um Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) de 0,766, considerado alto para o padrão brasileiro. 70% do seu mercado faturado em 2018 foi referente ao Grupo B;
- ii. Distribuidora Y: a empresa de maior porte da amostra, com nível de desenvolvimento socioeconômico bastante semelhante ao da Distribuidora X (0,765). 74% do seu mercado faturado ocorre na baixa tensão;

iii. Distribuidora Z: única concessionária de abrangência estadual da amostra, apresenta médio porte. A Baixa Tensão responde por 78% do seu mercado faturado. O IDHM de 0,697 de sua área de concessão é considerado médio.

Apresentação do método MAUT

A metodologia de análise multicritério remete à Teoria da Decisão, que visa solucionar questões que envolvem múltiplas dimensões (GOMES, 2009). As análises multicritério têm por objetivo central auxiliar o processo de tomada de decisão, considerando os diversos aspectos e informações relevantes. O método multicritério foi selecionado, portanto, na medida em que permite uma análise que englobe os diversos atributos relevantes para a definição de uma estrutura tarifária.

Entre as diversas metodologias disponíveis, a Teoria da Utilidade Multiatributo (*Multi-attribute Utility Theory* - MAUT), foi selecionada por sua compatibilidade em relação ao problema de pesquisa. O MAUT foi desenvolvido por Keeney e Raiffa (1999), e baseia-se na hipótese de que, para qualquer problema de decisão, existe uma função de valor real sobre o conjunto de alternativas que o tomador de decisão deseja analisar. Assume-se, ainda, que o tomador de decisões é capaz de identificar alternativas discretas para sua análise e de definir os critérios que serão utilizados para a avaliação hierárquica das alternativas.

A metodologia MAUT pode ser aplicada em inúmeros casos e permite selecionar a melhor solução para um problema decisório complexo, identificar o conjunto das melhores soluções para tal problema, ou, simplesmente, hierarquizar-las de acordo com uma ordem de preferência convergente com os julgamentos de valor do tomador de decisão (Belton & Stewart, 2002). Algumas das condições para a aplicação do MAUT como ferramenta de apoio à decisão são: completude (para cada par de alternativas uma delas é estritamente preferível à outra, ou ambas são indiferentes); transitividade (se a alternativa A é estritamente preferível a B, e B é estritamente preferível a C, então A é estritamente preferível a C) e ausência de redundância (se dois critérios representam a mesma coisa, então um dos critérios é redundante).

As principais etapas envolvidas na análise de decisão envolvendo múltiplos critérios consistem em (i) escolher o método multicritério a ser utilizado; (ii) definir as alternativas a serem avaliadas; (iii) definir os critérios relevantes para o problema de decisão, segundo os quais as alternativas serão avaliadas de forma hierárquica; (iv) relacionar os critérios a indicadores capazes de quantificá-los; (v) avaliar as alternativas em relação aos critérios; (vi) determinar a importância relativa dos critérios; e, por fim, (vii) determinar a avaliação global de cada alternativa.

Nesta seção os fatores que fundamentaram a escolha do método multicritério utilizado no artigo são apresentados. Nas seções seguintes, as demais etapas necessárias para a aplicação da metodologia são detalhadas.

Apresentação dos critérios e justificativa da escolha

Os critérios considerados na análise foram selecionados a partir de um processo que envolveu extensa revisão bibliográfica, ampla discussão dos condicionantes e das diretrizes conceituais de uma estrutura tarifária bem desenhada e consulta a especialistas e *stakeholders*.

De forma geral, a estrutura tarifária deve ser capaz de alocar custos de maneira eficiente e justa entre os usuários, fornecendo o sinal adequado para promover o uso racional dos recursos. Segundo Bonbright (1961), a estrutura tarifária deve seguir uma série de princípios regulatórios que incluem sustentabilidade (econômico-financeira da prestação dos serviços), simplicidade (de implementação e entendimento das tarifas), estabilidade (dos preços ao longo do tempo), equidade (entre usuários), (promoção da) universalização (dos serviços), custo-reflexividade e eficiência econômica. Esses princípios, no entanto, nem sempre são convergentes, de modo que a primazia de uns, em detrimento de outros, depende fortemente do contexto regulatório e das prioridades do agente tomador de decisões (PICCIARELLO et al., 2015).

De acordo com a ANEEL (2018, p.12) as premissas que regem os modelos tarifários aplicados ao setor elétrico brasileiro consistem em sustentabilidade, eficiência produtiva, eficiência alocativa e equidade. Com base na consulta a especialistas e *stakeholders*, identificou-se que, além desses quatro, dois outros princípios devem ser considerados quando da definição da estrutura tarifária: simplicidade e incentivo à eficiência energética e ao desenvolvimento sustentável, e sustentado, dos RED. Assim, com base nas premissas identificadas como fundamentais, seis princípios foram considerados na análise multicritério, estruturados conforme na árvore de critérios apresentada na Figura 1.

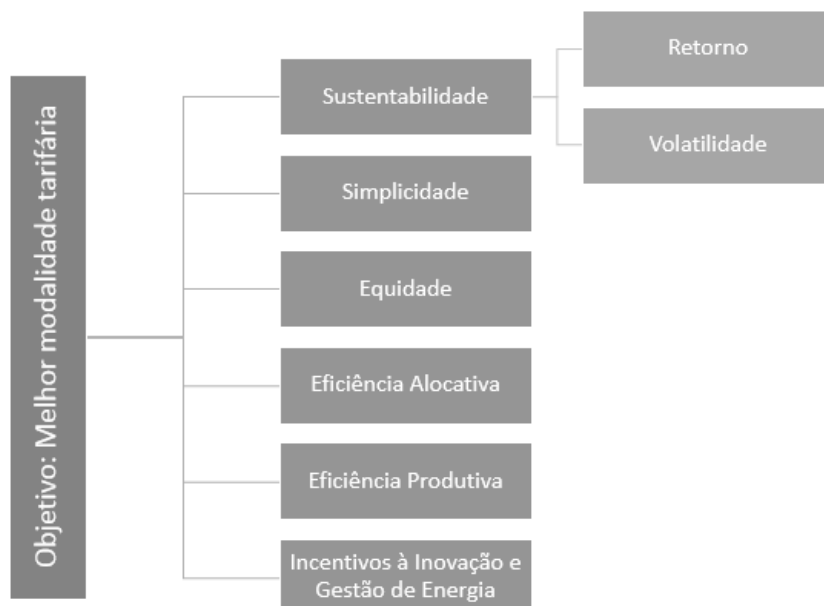


Figura 1. Árvore de critérios

Fonte: Elaboração própria

A seguir será apresentada uma explanação dos critérios, assim como os indicadores utilizados na análise de cada um dos seis critérios selecionados.

Sustentabilidade econômico-financeira

Em relação à sustentabilidade, as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem ser remuneradas de modo a operarem e investirem de forma a manterem o equilíbrio econômico-financeiro. Desta forma, é imprescindível que as mudanças efetuadas na estrutura tarifária mantenham a capacidade das empresas de recuperar seus custos eficientes e investimentos realizados de forma prudente. Igualmente relevante é avaliar os efeitos sobre os riscos da atividade e conseqüentemente no custo de capital confrontado pelas concessionárias.

Entende-se que, a partir do WACC regulatório, um maior retorno é positivo, porém a utilidade marginal do retorno é decrescente. Por isso optou-se pelo uso da seguinte função raiz como medida de retorno:

$$\sqrt[3]{\frac{\text{Retorno}_i - \text{WACC}_{\text{Reg}}}{\text{Retorno}_{\text{Max}} - \text{WACC}_{\text{Reg}}}} \quad (1), \text{ onde:}$$

$\text{Retorno}_{\text{max}}$ = Retorno máximo entre as simulações realizadas.

WACC_{Reg} = WACC regulatório ^[1] utilizado no quatro ciclo de revisões tarifárias (12,26%).

$\text{Retorno}_i = \text{Ebit}_i / (\text{BRL}_i + \text{BAR}_i)$

Ebit_i : *Earnings Before Interest Tax* associada a estrutura tarifária *i*.

BRL_i : Base de Remuneração Líquida associada a estrutura tarifária *i*.

BAR_i : Base de Anuidade Regulatória associada a estrutura tarifária *i*.

A razão $\text{Ebit}_i / (\text{BRL}_i + \text{BAR}_i)$ foi utilizada como medida de retorno, posto que é considerada o mais próximo possível do WACC regulatório das concessionárias, antes da aplicação dos impostos.

Outro pressuposto subjacente à análise é de que a utilidade marginal a partir do WACC regulatório é decrescente. Considerou-se, ainda, que quanto maior o retorno, maior o nível de sustentabilidade assegurado pela estrutura tarifária.

No que tange à medida de volatilidade, foi considerado o seguinte indicador:

$$1 - \frac{\text{DesvP}_i - \text{DesvP}_{\text{Min}}}{\text{DesvP}_{\text{Min}}} \quad (2)$$

Onde DesvP_i = Desvio Padrão do retorno gerado pela estrutura tarifária *i*, que consiste no desvio padrão do indicador $\text{Ebit}_i / (\text{BRL}_i + \text{BAR}_i)$, e $\text{DesvP}_{\text{min}}$ é referente ao menor desvio padrão entre as simulações.

A razão representa o quanto a volatilidade do retorno da empresa *i* é superior à volatilidade mínima verificada nas simulações. Foi subtraída de 1 pois seu aumento representa uma desutilidade, de modo que deve ser minimizada dentro da função de otimização.

Os dados obtidos para o indicador de retorno são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Medida de retorno – Critério Sustentabilidade

Alternativa	EBIT/(BRL+BAR)		
	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Monômias	12,37%	13,14%	11,83%
Binômias	12,97%	13,24%	12,20%
ToU	12,52%	13,29%	13,03%
Trinômias	12,92%	13,19%	12,28%

Fonte: Elaboração própria

Já os dados referentes ao indicador de risco do critério sustentabilidade são encontrados na Tabela 2.

Tabela 2. Medida de risco – Critério Sustentabilidade

Vol (EBIT/(BRL+BAR))			
Alternativa	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Monômias	2,83%	2,15%	0,25%
Binômias	1,97%	1,57%	0,16%
ToU	2,94%	2,11%	0,27%
Trinômias	1,91%	1,55%	0,16%

Fonte: Elaboração própria

Simplicidade

A estrutura tarifária deve ser, tanto quanto possível, de simples entendimento e implementação (CEER, 2017). Os consumidores devem ser capazes de compreender as tarifas e responder através de mudanças em seu padrão de consumo de energia elétrica. Adicionalmente, a implementação das tarifas não deve ser excessivamente complexa ou custosa (HLEDIK et al., 2016). A necessidade de substituição do sistema de medição existente por uma infraestrutura avançada de medição, por exemplo, pode representar um obstáculo à adoção de determinada estrutura tarifária por causa dos custos envolvidos.

No sentido de medir o grau de simplicidade das estruturas tarifárias analisadas, foram considerados indicadores subjetivos. A partir de consulta a uma amostra de especialistas em tarifas de eletricidade, foram atribuídas de notas de 0 a 100, sendo a maior nota atribuída à estrutura tarifária considerada mais simples. Finalmente, os valores das notas foram normalizados para a implementação do método multicritério.

Os especialistas atribuíram à tarifa monômia as maiores pontuações, o que significa que é considerada a estrutura tarifária mais simples entre as alternativas analisadas. Em seguida estão, respectivamente, as tarifas ToU, binômia e trinômia. As notas atribuídas pelos especialistas são detalhadas na Tabela 3.

Tabela 3. Nota atribuída pelos especialistas – Critério Simplicidade

Nota atribuída			
Alternativa	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Monômias	90	90	90
ToU	67	67	67
Binômia	44	44	44
Trinômias	21	21	21

Fonte: Elaboração própria

Equidade

De acordo com o princípio de equidade a estrutura tarifária deve garantir que consumidores similares sejam tratados de forma igualitária, de modo que é necessário garantir o acesso não-discriminatório à eletricidade (HLEDIK et al., 2016). Nesta análise, o princípio de equidade também inclui a universalização do acesso à eletricidade (PICCIARIELLO et al., 2015). Segundo a ANEEL (2018, p.12), as tarifas não podem ser estruturadas de forma tal que tornem impeditiva a entrada de novos consumidores, especialmente os com menor poder aquisitivo, de modo que a universalidade do serviço de infraestrutura deve promovida.

No sentido de hierarquizar as estruturas tarifárias em termos do critério equidade, foi utilizado como indicador objetivo o valor da fatura de um consumidor com baixo nível de consumo. No Brasil, em 2018, o consumo médio mensal dos clientes que dispõem do benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) foi de 119 kWh (ANEEL, 2019). Desse modo, a título de simplificação, foi considerado o montante de 100kWh como equivalente a um baixo nível de consumo. Deste modo, quanto menor a fatura correspondente a um consumo mensal de 100 kWh, mais equitativa é considerada a estrutura tarifária.

Os dados da fatura referente a uma curva de demanda de referência na Baixa Tensão com consumo mensal equivalente de 100 kWh, no caso das empresas X, Y e Z, são disponibilizados na Tabela 4.

Tabela 4. Critério Equidade

Fatura de 100kWh			
Alternativa	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Monômias	R\$ 89,40	R\$ 83,32	R\$ 87,65
Binômia	R\$ 104,73	R\$ 123,17	R\$ 145,59
ToU	R\$ 83,93	R\$ 85,24	R\$ 87,73
Trinômias	R\$ 104,44	R\$ 124,75	R\$ 144,81

Fonte: Elaboração própria

Eficiência produtiva

A eficiência produtiva está relacionada à capacidade da estrutura tarifária de enviar sinais às distribuidoras que induzam a maximização do bem-estar social no curto e no longo prazo, e de garantir que a eletricidade seja disponibilizada aos consumidores ao menor custo possível (ANEEL,

2018). Assim, é necessário promover a otimização do uso da infraestrutura de rede, racionalizando os investimentos requeridos e reduzindo custos associados às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O indicador utilizado para hierarquizar as estruturas tarifárias foi o valor presente do CAPEX total das empresas até o ano de 2030. Neste sentido, quanto menor o valor presente do CAPEX maior a eficiência econômica da regra tarifária. O desempenho de cada uma das estruturas tarifárias neste critério é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5. Critério Eficiência Produtiva

VP do CAPEX até 2030 em R\$ milhões			
Alternativa	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Monômias	12.767	46.380	6.945
Binômias	12.716	46.158	5.980
ToU	12.790	46.202	5.971
Trinômias	12.730	46.213	5.980

Fonte: Elaboração própria

Eficiência alocativa

De modo geral, a estrutura tarifária deve garantir que os consumidores sejam cobrados pelos custos que imputaram à rede. De acordo com a ANEEL (2018), as tarifas devem discriminar os consumidores proporcionalmente ao custo de atendimento desses clientes. Se faz necessária, assim, a busca pela devida causalidade dos custos.

Este critério, portanto, está relacionado à alocação dos custos àqueles que os geram. Com base na consulta a especialistas, foram atribuídas notas de 0 a 100 às tarifas, sendo a maior nota associada à tarifa avaliada como mais reflexiva. É importante ressaltar, ainda, que foram utilizados os valores das notas normalizados. O *ranking* resultante das notas atribuídas pelos especialistas pode ser encontrado na Tabela 6.

Tabela 6. Nota atribuída pelos especialistas – Critério Eficiência Alocativa

Nota atribuída			
Alternativa	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Trinômias	66	66	66
ToU	54	54	54
Binômias	42	42	42
Monômias	30	30	30

Fonte: Elaboração própria

Incentivos

Critério relacionado a incentivos para consumidores e, sobretudo, distribuidoras apoiarem medidas de gestão de energia, eficiência energética, deslocamentos de ponta, assim como a difusão de recursos energéticos distribuídos. Entende-se que é importante que as tarifas não apenas gerem incentivos à implementação dessas alternativas, como também não gerem desincentivos sob a perspectiva tanto de consumidores quanto das distribuidoras.

Neste sentido, as tarifas não devem criar barreiras à inovação e à difusão de RED, e devem incentivar consumidores e distribuidoras a apoiarem medidas de gestão de energia, eficiência energética e deslocamento de ponta, garantindo que a inserção dessas tecnologias e alternativas de geração se dê de modo sustentado e sustentável, sem gerar impactos negativos sobre consumidores e distribuidoras.

Assim como na avaliação do critério anterior, foram atribuídas notas de 0 a 100 às tarifas. A maior nota reflete a alternativa que mais gera incentivos, sem gerar desincentivos. Mais uma vez, os valores das notas foram normalizados.

As notas atribuídas pelos especialistas resultaram na seguinte classificação, válida para as três empresas consideradas na análise:

- i. Tarifa trinômia: 90 pontos;
- ii. Tarifa binômia: 73 pontos;
- iii. Tarifa ToU: 57 pontos;
- iv. Tarifa monômia: 40 pontos.

Definição dos pesos atribuídos aos critérios

Finalmente, no que tange a importância relativa dos critérios, nesta análise foram atribuídos pesos a eles. Os pesos refletem quão importantes são os critérios sob a ótica do tomador de decisões, e foram estabelecidos com base na consulta a especialistas. Essa metodologia é tratada na literatura como valoração direta (*Direct Rating*), ou atribuição direta de peso, e baseia-se na atribuição direta de peso aos atributos com base em uma escala, por exemplo, de 0 a 100.

Como resultado da metodologia aplicada, chegou-se a estrutura de pesos apresentada na Tabela 7.

Tabela 7. Pesos atribuídos aos critérios

Critério	Indicador	Peso
Eficiência Produtiva	Capex	16,67%
Eficiência Alocativa	Reflexividade dos custos	16,67%

<i>Simplicidade</i>	Simplicidade	16,67%
<i>Equidade</i>	Menor Fatura	16,67%
<i>Sustentabilidade</i>	Retorno	8,33%
	Risco	8,33%
<i>Incentivo à otimização / inovação</i>	Incentivo à otimização / inovação	16,67%

Fonte: Elaboração própria

Resultados do MAUT

Os resultados obtidos para as distribuidoras X, Y e Z são apresentados na Tabela 8. No caso da distribuidora X, as tarifas trinômias alcançaram a maior pontuação na análise multicritério, o que significa que são as mais adequadas. Nas distribuidoras Y e Z, em contrapartida, a análise multicritério indica que as tarifas TOU devem ser priorizadas.

Tabela 8. Resultados da Análise Multicritério – Empresa X

	Resultados		
	Empresa X	Empresa Y	Empresa Z
Trinômias	0,82	0,79	0,71
TOU	0,79	0,83	0,81
Binômias	0,77	0,74	0,63
Monômias	0,75	0,78	0,66

Fonte: Elaboração própria

Análise dos resultados

Os resultados obtidos na análise multicritério explicitam o quanto as características intrínsecas a cada distribuidora influenciam a escolha da estrutura tarifária a ser priorizada. Dado que os critérios possuem o mesmo peso na análise das três distribuidoras e que as notas nos critérios qualitativos valem para todas igualmente, a discussão recai sobre os critérios quantitativos.

Ao considerar o critério de sustentabilidade econômico-financeira, enquanto tarifas binômias e trinômias aparecem como aquelas garantidoras de maior nível de sustentabilidade para a distribuidora X, as tarifas monômias TOU consistem na melhor alternativa para as distribuidoras Y e Z. Tal resultado é em boa medida explicado pelo fato dos crescimentos dos mercados da baixa tensão prospectado para as distribuidoras Y e Z entre 2019 e 2030 (39% e 54%, respectivamente) serem muito superiores ao estimado para a distribuidora X no mesmo período (25%).

Quanto ao critério equidade, apesar das tarifas binômias e trinômias terem resultados piores que as monômias convencionais invariantes no tempo e as monômias TOU para todas as distribuidoras, a magnitude dessas diferenças é muito discrepante. Enquanto as diferenças nos valores das faturas de um consumidor de 100 kWh são inferiores a 25% na Distribuidora X, no caso da Distribuidora Y essa diferença pode ser da ordem de 48%. O caso limite é o da Distribuidora Z, em que essa diferença é de aproximadamente 65%.

A discrepância dos valores apresentados indica que este critério possui grande importância, sobretudo na comparação dos resultados das distribuidoras X, Y e Z. Quanto à origem dessas diferenças, deve ser ressaltado que a variação do valor da fatura em função da estrutura tarifária reflete, em grande medida, a participação do Fio B na TUSD, uma vez que nas tarifas calculadas o Fio A e o Fio B passam a ser cobrados de maneira não volumétrica nas tarifas binômia e trinômia. Dado que o peso do Fio B na TUSD da empresa Z é consideravelmente superior aos casos das distribuidoras X e Y, entende-se o porquê de faturas trinômias e binômias na distribuidora Z serem tão mais custosas em relação às demais tarifas simuladas quando comparadas aos casos das distribuidoras X e Y.

A eficiência produtiva, por sua vez, é função tanto dos investimentos evitados na rede de distribuição devido à capacidade da estrutura tarifária de reduzir a demanda das distribuidoras como ao custo de instalação de medidores avançados. Como o custo de referência de tais medidores é o mesmo para todas as distribuidoras, a questão passa a ser a efetividade dos consumidores reduzirem suas cargas e dos investimentos postergados por MW reduzido. De todo modo, verifica-se que os resultados obtidos nesse critério para as diferentes distribuidoras são basicamente semelhantes.

[1] O WACC regulatório consiste na taxa de rentabilidade adotada no cálculo da remuneração das distribuidoras e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia elétrica.

[1] Componente da TUSD formado por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros. Compreende custos como: uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica e uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras.

[2] O componente Fio B da TUSD é formado por custos regulatórios referentes ao uso de ativos de propriedade da própria distribuidora. Compreende as rubricas remuneração dos ativos, depreciação e custo de operação e manutenção.

[3] Ressalta-se que o objetivo da ferramenta não é realizar análises econômico-financeiras das distribuidoras. O objetivo é poder comparar resultados econômico-financeiros obtidos sob diferentes estruturas tarifárias e em diferentes cenários de difusão de RED, tendo como bases mensurações feitas a partir do modelo desenvolvido com todos os seus supostos e premissas.

[4] O sistema CTR, em conjunto com a planilha TR, calculam as tarifas Fio A e Fio B de referência. Para que isso seja possível, o sistema CTR, usado pela ANEEL, calcula os betas

(probabilidades de associações entre clientes típicos e redes típicas), fator P, Pi, fator de responsabilidade de potência, custo marginal de capacidade e estrutura vertical. Tais informações são utilizadas na sequência para o cálculo da TUSD Fio B.

[5] A PCAT é a planilha que calcula os valores das tarifas de aplicação e de suas componentes bases econômica, financeira e CVA. Além dos valores da TUSD Fio A e Fio B oriundos da Planilha TR, a PCAT calcula encargos, perdas e transporte (transmissão) em seus cálculos.

3. Conclusões

No escopo da discussão dos resultados obtidos a partir da análise multicritério, no caso da distribuidora X, o fato de as tarifas monômias TOU serem tidas como preferíveis à tarifa binômica é derivado de dois fatores centrais: as tarifas monômias TOU apresentaram desempenho superior na promoção de eficiência alocativa quando comparadas às tarifas binômicas e; a tarifa binômica apresentou o pior resultado, dentre as quatro alternativas, no critério equidade.

Nos casos das distribuidoras Y e Z, é notória a relevância do critério equidade para que tarifas monômias TOU serem tidas como as tarifas a serem priorizadas. Mesmo que com menor relevância, o critério de retorno também contribui para a predileção por tarifas volumétricas em função do ritmo de crescimento do mercado de baixa tensão destas concessionárias, especialmente a distribuidora Z.

Finalmente, posto que os dados utilizados na análise multicritério são derivados das simulações realizadas e da percepção de especialistas, é preciso reiterar que os resultados obtidos devem ser interpretados com a ciência de todas as hipóteses simplificadoras da metodologia e das premissas adotadas. Desta forma, apesar das premissas terem sido discutidas exaustivamente, prezando sua factibilidade e razoabilidade, é perceptível que as mesmas se referem a variáveis subjetivas, dotadas de incerteza.

4. Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Tarifa Binômica – Modelo Tarifário do Grupo B. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Brasília, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 04.02.2020.

AZEVEDO, Flávia Silveira. Tarifa binômica para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica. 2018. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

BELTON, V.; STEWART, T. J. Multiple criteria decision analysis: an integrated approach. Boston: Kluwer Academic Press, 2002.

Bonbright, J.C.; Danielsen, A. L. and Kamerschen, D. R.. Principles of public utility rates. New York: Columbia University Press, 1961.

BORENSTEIN, Severin. The economics of fixed cost recovery by utilities. The Electricity Journal, v. 29, n. 7, p. 5-12, 2016.

Brown, T., Faruqi, A., Grausz, L., 2015. Efficient tariff structures for distribution network services. Econ. Anal. Policy 48, 2015, p. 139–149.

Council of European Energy Regulators - CEER (2017). Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413> . Acesso em: 20.12.2019.

Faruqi, A. and Kirby, L. Fixed charges in electric rate design: A survey. The Electricity Journal 30.10 (2017): 32-43.

GOMES, K. G. A. Um método multicritério para a localização de unidades celulares de intendência da FAB. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC. Rio de Janeiro, 2009.

Hledik, R., Faruqi, A., Weiss, J., Brown, T., & Irwin, N. (2016). The tariff transition—considerations for domestic distribution tariff redesign in Great Britain. Report.

KEENEY, R.L.; RAIFFA, H. Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs. Cambridge: Cambridge University Press, 1999.

Picciariello, A.; Reneses, J.; Frias, P.; & Söder, L.. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?. Electric power systems research, v. 119, p. 370-376, 2015.

STOKKE, A. V., DOORMAN, G. L. & ERICSON, T. An Analysis of a Demand Charge Electricity Grid Tariff in the Residential Sector. Statistics Norway. Kongsvinger, 2009.