

MODELO HOLÍSTICO MICROGRANULAR DE TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Marcio Andrey Roselli¹
André Luiz Veiga Gimenes¹
Miguel Edgar Morales Udaeta¹

¹Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v26i1.563

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

O trabalho utiliza modelo inédito de cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD na forma microgranular, calculadas por unidade consumidora e por hora, seguindo o princípio tarifário da causalidade de custos. O modelo é aplicado à concessionária de distribuição real utilizando dados dos processos de revisão tarifária periódica, constituindo o caso base de estudo. Das curvas tarifárias é possível calcular um Benefício Econômico – BE (R\$/MWh) para cada unidade consumidora, decorrente da instalação de Sistemas de Armazenamento de Energia – SAE em função do tempo de descarga no período de ponta. Ao se aplicar uma única tarifa horária para todos consumidores (modelo vigente) obtém-se um BE de 469,93 R\$/MWh, enquanto o percentil 95% dos BE de cada uma das unidades consumidoras (modelo proposto) resulta em 1.375,19 R\$/MWh para 3 horas de descarga. Adicionalmente são apresentadas as distribuições de probabilidade demonstrando a influência da aplicação de uma tarifa dinâmica em detrimento de uma tarifa horária isonômica para área de concessão, o que poderia aumentar significativamente a viabilidade de investimentos em SAE pela concessionária ou consumidores. O modelo se mostrou robusto e demonstra a viabilidade de adotar modelos holísticos na definição das tarifas, que observe a integralidade os efeitos da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos, em detrimento do reducionismo adotado atualmente no ambiente regulatório.

Palavras-chave: Tarifas de uso dos sistemas de distribuição, Tarifas locacionais, Tarifas horárias, Sistemas de armazenamento de energia, Recursos energéticos distribuídos.

ABSTRACT

This paper uses an unprecedented model for calculating Electricity Distribution Network Tariffs in microgranular form, calculated by consumer unit and per hour, following the cost causality tariff principle. The model is applied to real distribution using data from the periodic tariff review processes, constituting the base case study. Using tariff curves, it is possible to calculate an Economic Benefit – EB (US\$/MWh) for each consumer unit, resulting from Energy Storage Systems – ESS installation as a discharge time function in peak load. By applying a single hourly rate to all consumers (current model), EB of 88.00 US\$/MWh¹ is obtained, while the percentile 95% BE consumer units (proposed model) result in 257.53 US\$/MWh. Furthermore, probability distributions are presented demonstrating dynamic tariff influence in detriment of a single hourly tariff, which could significantly increase the applying ESS feasibility investments by the distribution company or consumers. The model proved to be robust and demonstrates the feasibility of adopting holistic models in tariff definition, which fully observes Distributed Energy Resources insertion effect, against reductionism currently adopted in the regulatory environment.

Keywords: Electricity distribution network tariffs, Location rates, Hourly rates, Battery energy storage systems, Distributed energy resources.

1. INTRODUÇÃO

O paradigma do setor elétrico está se alterando devido à inclusão de novas tecnologias na rede, mudanças nos hábitos dos usuários e sua capacidade de investir em Recursos Energéticos Distribuídos - RED. Nos RED destaca-se a inclusão de sistemas de microgeração fotovoltaica e armazenamento de energia - SAE. Segundo o MIT (2016), a introdução de novas tecnologias tende a tornar a carga mais responsiva às tarifas, com um aumento potencial na eficiência da rede. Além disso, foi registrado que, com a pandemia de COVID-19, houve uma diminuição no consumo de energia, com reflexos estruturais, que mudaram a forma das relações de consumo (RUSTAM et. al., 2020). Um impacto imediato será o aumento de tarifas, devido à necessidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, juntamente com a escalada já prevista dos subsídios tarifários. A deserção da rede por meio da associação de geração distribuída e SAE cada vez mais se aproxima da viabilidade econômica.

¹ Dollar exchange rate 5.34 R\$/US\$.

Nesse sentido, com a possibilidade de escolha entre recursos energéticos, surgem parâmetros de comparação das tarifas e custos, explicitando ineficiências dos monopólios naturais, demonstrando a importância do princípio da causalidade de custos (GARFIELD e LOVEJOY, 1964)¹.

2. MODELO MICROGRANULAR DE CÁLCULO DE TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

É adotado o modelo proposto por Roselli (2020), que representa de forma abrangente a carga e rede de distribuição. Atualmente não há necessidade de se adotar modelos reduzidos conforme descrito por DNAEE (1985), uma vez que toda a rede de distribuição é caracterizada por informações georreferenciadas, o que permite o cálculo determinístico da conexão nominal entre elemento de rede e consumidor, viabilizando modelos holísticos que considerem a rede de distribuição (*beyond the meter*) e o consumidor (*behind the meter*).

2.1 Tratamento de dados

Para o cálculo das tarifas são utilizadas curvas de carga amostrais, dados do cadastro de consumidores, representação elétrica dos elementos da rede, além de dados contábeis e climáticos. Para o cálculo completo dos impactos econômicos de cada consumidor na rede de distribuição é necessário adotar uma proxy para as curvas de carga de cada unidade consumidora. Dessa forma, o processo parte das curvas de carga amostrais, convertidas para o domínio da frequência por meio de Transformada Discreta de Fourier - DFT. Ademais, para todos os usuários utilizam-se como dados de entrada de modelo de Rede Neural Artificial: subgrupo tarifário ou classe de consumo, posição georreferenciada, temperatura², dia da semana e consumo médio mensal. Como saídas são utilizadas as 12 primeiras componentes de carga no domínio da frequência (com período da fundamental de 24 horas). Posteriormente utiliza-se o modelo para se extrapolar as curvas de carga para todas unidades consumidoras, como forma de emular futura penetração da medição inteligente. Detalhes do procedimento de extrapolação de curvas de carga podem ser obtidas de Roselli (2020). A arquitetura da RNA, bem como a correlação entre dados previstos, treinamento, teste e validação, são apresentados na Figura 1 e na Figura 2.

1 O princípio da causalidade de custos diz que a estrutura das tarifas deveria ser definida com base nos custos que cada tipo de consumidor efetivamente imputa ao sistema.

2 Para obter a curva de temperatura na posição de cada unidade consumidora é utilizado modelo de Krigagem, com dados de entrada das estações climáticas automáticas do INMET (ROSELLI, 2020).

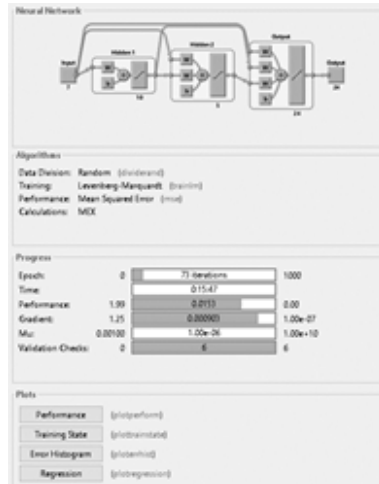


Figura 1 - Arquitetura da RNA utilizando Matlab 2018a

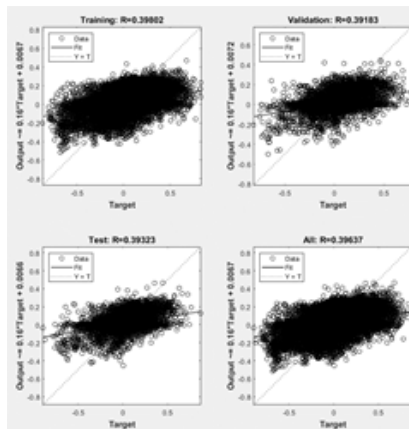


Figura 2 - Correlação de Teste e Validação utilizando Matlab 2018a

Outros dados necessários para o cálculo são a identificação da conexão da rede de baixa tensão e transformador a que determinado consumidor é atendido. Ademais, utiliza-se a informação de conexão entre cada transformador de distribuição e rede de média tensão, e desta até a subestação a que está conectada. O terceiro conjunto de dados refere-se aos custos contábeis médios de cada transformador e subestação por capacidade instalada (R\$/kW) e de redes de baixa e

tensão e média tensão por tipo de rede e distância (R\$/kW·km). Por fim, foram utilizados os parâmetros da rede para o cálculo do custo das perdas de cada incremento de carga de cada unidade consumidora.

2.2 Modelo de Cálculo do Custo Marginal de Capacidade por Espectro de Perdas - CMCEP

O modelo de cálculo do CMCEP foi desenvolvido no âmbito do trabalho de tese de doutorado proposto por Roselli (2020) e implementado no software Matlab 2018A. O modelo parte do princípio de que ao se aumentar a carga de certa unidade consumidora k , supondo seu perfil de carga constante, o valor incremental de perdas no transformador j a que está conectado será dado pela Responsabilidade de Perdas $RP_{j,k}$ (1).

$$RP_{j,k} = \frac{1}{P_{base,j}^2} \cdot \left(\begin{bmatrix} 1/H_{0,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 1/H_{0,k,1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H_{1,1} \cdot H_{1,1} & \dots & H_{i,1} \cdot H_{i,1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{1,1} \cdot H_{1,k} & \dots & H_{i,1} \cdot H_{i,k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} + 2 \cdot H_0 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \right) \quad (1)$$

Onde $H_i \cdot H_{i,k}$ representa o produto vetorial entre a harmônica de carga i do transformador j em relação a harmônica de carga i do consumidor k . $H_{0,k}$ e H_0 representam respectivamente a potência média da curva de carga do consumidor k e transformador j . Novamente, o mesmo conceito se aplica as subestações, onde os transformadores de distribuição e consumidores de média tensão se comportarão de forma análoga à consumidores de baixa tensão para as os transformadores de distribuição. P_{base} representa a potência nominal do transformador j . Observe que a $RP_{j,k}$ não depende de dados de perda do transformador.

Ao se concatenar as matrizes $RP_{j,k}$ conforme as conexões dos elementos de rede e carga é possível obter a variação nas perdas em cada elemento do sistema de distribuição devido à variação da carga de certo consumidor k . Todavia, as perdas por si só não definem o aumento de capacidade do sistema elétrico, mas, também o momento de sua ocorrência. Um dos conceitos adotados é o de limite térmico do equipamento, por meio da constante de tempo térmica, resistência térmica, temperatura ambiente e condições iniciais de temperatura e perdas. Segundo Roselli (2020), ao se considerar a potência variável ao longo do tempo, para uma curva de 2 patamares, a condição inicial tomada como o patamar fora de ponta, influenciará a ponta aproximadamente conforme função f (2).

$$f = \frac{-\tau \cdot \ln(1 - k^2)}{T_p} \quad (2)$$

Onde k é a relação entre a carga fora de ponta e carga ponta, τ é a constante térmica do equipamento e T_p é a duração do período de ponta. Observe que para um fator de carga baixo (2) será próximo de zero. Todavia, para fator de carga próximo da unidade haverá uma grande influência da carga do período fora de ponta na ponta. Dessa forma, antes de se definir a expressão (1) é necessário aplicar a função (2) nas curvas de carga de unidades consumidoras e transformadores C_k (h) e C_j (h), respectivamente, o que resulta em (3) e (4).

$$\{H_{1,k}, \dots, H_{i,k}\} = \mathcal{F}\{f(C_k(h))\} \quad (3)$$

$$\{H_1, \dots, H_i\} = \mathcal{F}\left\{f\left(\sum_{j=1}^k C_j(h)\right)\right\} \quad (4)$$

Onde $\mathcal{F}\{\cdot\}$ é a transformada de Fourier. De posse $RP_{j,k}$ é possível obter o custo marginal de capacidade do consumidor k conforme (5).

$$CMCEP_{k,j,h} = CME_j(i_{O\&M}, i_{WACC}) \times f(RP_{j,k}) \quad (5)$$

Onde: $CMC_{k,j,h}$: Custo Marginal de Capacidade do consumidor k , em relação à rede j no período h ; CME_j : Custo Marginal de Expansão, dado pelo Custo Incremental Médio de Longo Prazo, diferenciado pelo tipo de rede e extensão (rural, urbano, subterrâneo etc.); $i_{O\&M}$: percentual de Custo O&M; e i_{WACC} : taxa de Retorno dos Ativos.

Para manter as condições de equilíbrio térmico dos subsistemas elétricos é considerado que a expansão será proporcional ao aumento de perdas, qualificado por (2). Os custos com ativos de distribuição, transmissão e custos operacionais serão rateados segundo o custo marginal de capacidade de cada consumidor k (5). Os custos com perdas são rateados segundo a participação incremental nas perdas do

sistema elétrico (1). Como simplificação, os custos com energia e encargos setoriais serão rateados na forma de selo. O cálculo é realizado desconsiderando os componentes financeiros.

2.3 Resultados do modelo

O modelo é aplicado a região de Bragança Paulista - SP. Para a visualização dos resultados do cenário base apresenta-se a tarifa média de cada unidade consumidora atendida em Baixa Tensão na Figura 3. Na Figura 4 são apresentadas as curvas tarifárias de todos os consumidores de baixa tensão do caso base, com as barras em cinza representando o interquartil.



Figura 3 - Tarifas Médias para Baixa Tensão. Valores em R\$/MWh

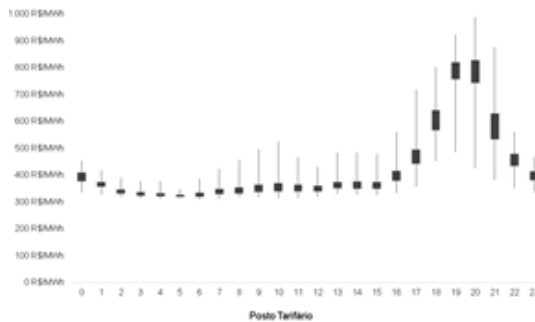


Figura 4 - Curva Tarifária dos consumidores Residenciais

As tarifas foram calculadas para cada uma das cerca de 150 mil unidades consumidoras e para cada hora do dia 01/08/2015, conforme descrito anteriormente.

3. ANÁLISE ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE TARIFAS MICROGRANULARES

Existem vários estudos utilizando a abordagem behind the meter na análise econômica, considerando a TUSD vigente de cada distribuidora. Barcellona et. al. (2018) definem um modelo com a função objetivo de redução dos custos conjuntos da rede (TUSD) e investimentos em SAE, variando sua capacidade de armazenamento. Concluem que atualmente não é viável economicamente a instalação de SAE em sistemas conectados em rede. Todavia, ressaltam que no trabalho não foram considerados outros benefícios dos SAE, tal como o incremento na qualidade do serviço. Koskela et. al. (2019) avaliam a viabilidade econômica dos SAE em sistemas residenciais, concluindo que o armazenamento em curtos períodos de ponta pode ser viável. Ressaltam que a influência da estrutura tarifária na viabilidade econômica do SAE não é bem explorada na literatura acadêmica. Biroon et. al. (2020) realizam análise similar, onde concluem adicionalmente que os SAE podem postergar investimentos em sistemas de distribuição. Nas referências pesquisadas as TUSD são adotadas como parâmetro definido pelas distribuidoras, variando somente a forma de aplicação: monômica, binômica ou horária. Todavia, não é analisada uma análise locacional das tarifas, considerando a integralidade do sistema de distribuição, com tarifas por ponto de conexão e tempo.

Para a aplicação da tarifa em duas partes, ponta e fora de ponta, o BE será dado pela carga no período fora de ponta - FPT e a descarga no período de ponta - PT. Considerando a eficiência do regime de carga ε_{in} e descarga ε_{out} , temos que BE será dado pela relação entre TUSD nos postos tarifários e Tarifas de Energia - TE conforme (6).

$$CE = E \times TUSD_P - \frac{E}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} \times TUSD_{FP} - E \times TE \times (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \quad (6)$$

Ao dividir (6) pela energia E temos o BE para cada kWh injetado (7).

$$\frac{CE}{E} = TUSD_P - \frac{TUSD_{FP}}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} - TE \times (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \quad (7)$$

A Tabela 1 apresenta demais parâmetros utilizado para as simulações.

Tabela 1 - Dados de Simulações

Componente	Valor
Tributos	36,71%
ϵ_{in}	95,00%
ϵ_{out}	98,00%

Ao assumir um tempo de recarga fixo em 8 horas consecutivas no período de menor tarifa para cada ponto de conexão e um tempo de descarga variando entre 2 horas e 5 horas, obtém-se as distribuições de probabilidade da Figura 5.

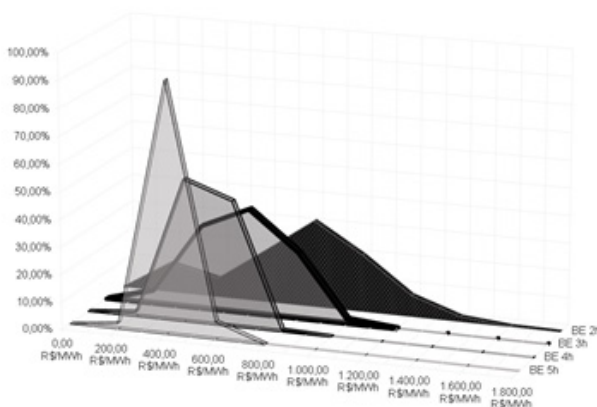


Figura 5 – Distribuições de Probabilidade do Benefício Econômico

Quanto menor o tempo de descarga maior o BE. Ademais, observa-se grande variação do BE em função do ponto de conexão. A Tabela 2 apresenta alguns pontos notáveis da Figura 5.

Tabela 2 - Resultados do Benefício Econômico

Tipo	BE 2h	BE 3h	BE 4h	BE 5h
BE por Tarifa Média	R\$ 540,76	R\$ 469,93	R\$ 427,10	R\$ 371,91
Média BE	R\$ 873,21	R\$ 656,83	R\$ 525,15	R\$ 433,70
Percentil 90% BE	R\$ 1.364,26	R\$ 914,44	R\$ 680,86	R\$ 525,52
Percentil 95% BE	R\$ 1.534,23	R\$ 1.003,61	R\$ 723,37	R\$ 555,76

O BE por Tarifa Média decorre da aplicação de uma TUSD horária média. Como exemplo, o valor de R\$ 469,93 seria equivalente à aplicação da Tarifa Branca¹, com carga no período fora de ponta de 8 horas consecutivas e descarga constante no período fora de ponta, de 3 horas consecutivas. A Média BE decorre do cálculo do BE das cerca de 100 mil unidades consumidoras residenciais e cálculo da média simples. Observe que a variância média das curvas tarifárias será maior do que a variância da curva tarifária média ponderada e, dessa forma, a aplicação de uma tarifa única para toda área de concessão tende a reduzir a viabilidade da inserção dos SAE.

Todavia, há um sensível aumento da viabilidade na possibilidade de se identificar as unidades consumidoras que, pelo ponto de conexão, possuem maiores BE, devido aos maiores custos de ponta. Com a aplicação de tarifas locais ao se identificar as 5% das unidades consumidoras com maiores BE, e utilizar um ciclo de carga de 8 horas consecutivas e um período de descarga de 2 horas é possível obter um BE de R\$ 1.534,23.

4. CONCLUSÃO

É apresentada uma análise econômica de Sistemas de Armazenamento de Energia em unidades consumidoras residenciais, considerando a aplicação de uma tarifa horária única para todas unidades consumidoras residenciais, tal como a aplicação da modalidade tarifária branca. Posteriormente, é aplicada a tarifa locacional e dinâmica, para cada uma das unidades consumidoras (cerca de 100 mil). Dessa forma, é possível observar que há uma grande variação entre as curvas tarifárias de cada ponto de conexão. Dessa forma, é possível priorizar a instalação de SAE em unidades consumidoras com maiores Benefícios Econômicos.

O trabalho apresenta uma avaliação global do potencial impacto da estrutura tarifária na viabilidade do SAE. Todavia, há dificuldades práticas de aplicação. A primeira e mais importante é o uso de uma tari-

¹ Para detalhes sobre a Tarifa Branca consultar ANEEL (2010).

fa locacional e dinâmica no caso real, o que demandaria a implantação de rede de medidores inteligentes e sopesar o princípio de simplicidade tarifária e de causalidade de custos, no sentido de aprimorar o segundo em detrimento do primeiro. Ademais, com a implantação de SAE haverá uma maior dinâmica de alteração das curvas de carga de rede, que em um segundo momento aumentaria o fator de carga geral das redes no longo prazo, reduzindo relativamente as tarifas no período de ponta. Por conseguinte, reduziria o BE o que demandaria uma análise de dinâmica tarifária. O modelo tarifário aplicado atualmente parte do reducionismo, com modelos agregados e aplicação isonômica para todas unidades consumidoras. A proposta demonstra o potencial de viabilidade econômica de aplicação de SAE, alterando apenas a estrutura tarifária vigente. As análises dinâmicas do sistema tarifário serão avaliadas em trabalho futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Sinal Econômico para a Baixa Tensão. Nota Técnica. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf.

BARCELLONA, S.; PIEGARI, L.; MUSOLINO V.; BALLIF C. Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants, in IET Renewable Power Generation, vol. 12, no. 2, pp. 135-142, 5 2 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0243.

BIROON R. A., BIRON Z. A.; HADIDI R. Commercial Load Profile Sensitivity Analysis to Electricity Tariffs and Battery Characteristics, in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 2, pp. 1021-1030, March-April 2020, doi: 10.1109/TIA.2019.2959000.

DNAEE. Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação. 1985.

GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. Public utility economics. New Jersey: Prentice Hall, 1964.

KOSKELA J.; LUMMI K.; MUTANEN A.; RAUTIAINEN A.; JÄRVEN-TAUSTA P. Utilization of Electrical Energy Storage With Power-Based Distribution Tariffs in Households, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 3, pp. 1693-1702, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879612.

MIT. Utility of the Future report. MIT, 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>

ROSELLI, M. A. Modelo Locacional Dinâmico para Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição. 220 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. No prelo.

RUSTAM F. et al. COVID-19 Future Forecasting Using Supervised Machine Learning Models, in IEEE Access, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2997311.