

Tarifação da Energia Reativa:

Metodologia baseada no Marco Regulatório da ANEEL e em um modelo econômico Quantitativo do Mercado

Hector Arango

Universidade Federal de Itajubá
hector.arango1935@gmail.com

Benedito Donizeti Bonatto

Universidade Federal de Itajubá
bonatto@unifei.edu.br

Leticia dos Santos Benso Maciel

Universidade Federal de Itajubá
leticiabenso@gmail.com

Resumo — Este artigo trata de uma proposta para consideração da energia reativa na tarifa da energia elétrica em uma concessionária de distribuição, dentro de um modelo de mercado regulado. O Fator de Potência passa a ser um dos parâmetros a ser considerado nos cálculos para determinar tarifa e investimento otimizado da concessionária. A metodologia segue as diretrizes atuais que a ANEEL aplica às concessionárias.

Palavras-chaves — Fator de Potência, Tarifa, Energia Reativa.

I. INTRODUÇÃO

O aspecto técnico do Fator de Potência (FP) é um assunto que já vem sendo tratado e estudado há bastante tempo[1]-[3]. No contexto da qualidade da energia elétrica, o equacionamento da demanda de reativos na rede é um dos principais temas abordados. A correção do fator de potência em instalações, e aspectos relacionados aos fenômenos de qualidade de energia, principalmente harmônicos, são os temas ditos clássicos. [4]. A energia reativa deve ser fornecida para manter a segurança do sistema e um perfil de tensão desejável em toda a rede. O fluxo de potência reativa em um sistema de energia é a principal fonte de queda de tensão do sistema[5].

Hoje no Brasil, a Resolução ANEEL nº 0 456, de 29 de novembro de 2000, fixa o valor de referência do fator de potência (neste caso, $FP = 0,92$) indutivo ou capacitivo. A Resolução também apresenta as diretrizes para a tarifa do não cumprimento do valor de referência do FP [6].

Em mercados não regulados estão sendo propostas maneiras de realizar a tarifa da energia reativa como um novo produto no mercado de energia elétrica, devido a sua importância para o sistema [7]-[9].

Neste artigo a intenção é colocar o FP como mais um dos parâmetros constituintes do modelo econômico de mercado. Assim como incluir e - quem sabe - definir seu valor ótimo afim de que ele melhore as tarifas dos consumidores. No contexto do mercado regulado no Brasil.

II. METODOLOGIA

Associado ao (FP) utiliza-se um conceito de grande importância e apelo à intuição. Assume-se que um $FP < 1$ corresponda à existência de uma energia fictícia acompanhando a energia (E). Falamos então que (E) é energia ativa, enquanto aquela fictícia é dita de energia reativa (F). (E) e (F) neste contexto as perdas ocorrem como se circulasse uma potência aparente (A), através de (1):

$$A^2 = E^2 + F^2 \quad (1)$$

Deste modo, a ideia de menor eficiência de transmissão fica vinculada à circulação de energia reativa (F) junto à energia ativa (E). Existem muitos modelos para definir (FP) [10] e (S) em situações mais gerais que a senoidal simétrica ($S.S.$) mantendo o enfoque anterior. Ora, o **modelo de energia reativa implica que a presença de (F) junto a (E) equivale a maiores custos no mercado e, portanto, tem consequências econômicas sobre as tarifas.**

Em uma era de *Smart Grids*, onde existem consumidores com autogeração que podem vender energia elétrica para a concessionária (*prosumers*), devemos considerar tarifas de consumo de produção de energia de cada um destes últimos. No intuito de incorporar o impacto econômico de ambos os tipos de energia resulta conveniente definir tarifas para E e F possivelmente distintas (T_E) e (T_F), onde cada parte arcará com os custos segundo suas responsabilidades na circulação das energias.

Tem-se desenvolvido um modelo que permite definir um marco regulatório para a tarifa, tanto de (E) quanto de (F), em condições gerais da tensão e corrente, e num cenário *Smart* de Comercialização. Igualmente, o modelo faz possível a quantificação da qualidade no seu impacto econômico incorporando-o ao cálculo tarifário de modo explícito.

No que segue, dar-se-á um exemplo muito simples de tarifa de reativos. Lembrando que a tarifa regulatória pode ser calculada através de uma empresa virtual que tenha: 1) parâmetros de custo eficientes em relação à tipologia da área

de concessão. Ainda, 2) investimento de capital na otimizado, isto é, com mínimo custo.. E quanto ao (FP), a ANEEL reconhece os custos que derivam um (FP) de referência (FP_0)[11]-[12]. Nestas condições, a tarifa regulatória (T) corresponde ao equilíbrio econômico-financeiro da empresa virtual, portanto (4):

$$T = e + \frac{2(pk)^{\frac{1}{2}}}{FP_0} \quad (2)$$

Onde os símbolos se correspondem com a fórmula dos custos operacionais usada no modelo TAROT, ou seja:

$$OPEX = eE + \frac{pE^2}{BRC} + dBRC \quad (3)$$

Sendo :

BRC : Base Regulatória do Capital.

d : Depreciação.

p : Fator de perdas.

e : Fator de custos operacionais.

Ainda tem-se:

$$k = d + \frac{r_w}{1-t} \quad (4)$$

Onde:

r_w : Custo financeiro do capital ($WACC$).

t : Alíquota de imposto

k : Custo unitário do financiamento do Capital.

Ora, suponha-se que a empresa real ofereça os mesmos parâmetros da virtual enquanto apresenta um ($FP > FP_0$). **Quando otimizada**, sua tarifa deverá ser calculada através de (5):

$$T = e + \frac{2(pk)^{\frac{1}{2}}}{FP} \quad (5)$$

Isto é, regerá um custo adicional ΔC dado aproximadamente como (6):

$$\Delta C = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP} - \frac{1}{FP_0} \right) E \quad (6)$$

ou

$$\Delta C = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP} - \frac{1}{FP_0} \right) \frac{FP}{\sqrt{1-FP^2}} F \quad (7)$$

Logo, a tarifa (T_F) aplicável ao reativo F (advinda do impacto econômico produzido pelo aumento de sua circulação) será obtida a partir de (8):

$$T_F = \frac{\Delta C}{F} = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP} - \frac{1}{FP_0} \right) \frac{FP}{\sqrt{1-FP^2}} \quad (8)$$

sendo:

$$\Delta C = T_F * F. \quad (9)$$

Isto posto, analisa-se a tarifa individual. Seja ($i = 1, 2$) o índice dos consumidores. Assim:

$$\Delta C_1 = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP_1} - \frac{1}{FP_0} \right) E_1 \quad (10)$$

$$\Delta C_2 = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP_2} - \frac{1}{FP_0} \right) E_2 \quad (11)$$

Logo:

$$\Delta C_1 + \Delta C_2 = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{E_1}{FP_1} + \frac{E_2}{FP_2} - \frac{E_1+E_2}{FP_0} \right) \quad (12)$$

$$\Delta C_1 + \Delta C_2 = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{E_1}{FP_1 * E} + \frac{E_2}{FP_2 * E} - \frac{1}{FP_0} \right) E \quad (13)$$

Assim, para que $\Delta C_1 + \Delta C_2 = \Delta C$ deve se ter:

$$\frac{E_1}{FP_1 * E} + \frac{E_2}{FP_2 * E} = \frac{1}{FP} \quad (14)$$

ou seja:

$$FP = \frac{E_1+E_2}{\frac{E_1}{FP_1} + \frac{E_2}{FP_2}} \quad (15)$$

Destarte, a tarifa reativa será:

$$T_F = 2(pk)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{FP} - \frac{1}{FP_0} \right) \frac{FP}{\sqrt{1-FP^2}} \quad (16)$$

onde o (FP) coletivo deve ser calculado em (17):

$$FP = \frac{\sum E_i}{\sum \frac{E_i}{FP_i}} \quad (17)$$

Seja, por exemplo:

$$E_1 = 2 \quad FP_1 = 0,8 \quad E_2 = 3 \quad FP_2 = 0,5 \quad (18)$$

$$\Delta C_1 \sim \left(\frac{1}{0,8} - 1 \right) 2 = 0,5 \quad (19)$$

$$\Delta C_2 \sim \left(\frac{1}{0,5} - 1 \right) 3 = 3 \quad (20)$$

$$\Delta C_1 + \Delta C_2 = 3,5 \quad (21)$$

$$FP = \frac{E_1+E_2}{\frac{E_1}{FP_1} + \frac{E_2}{FP_2}} = \frac{5}{\frac{2}{0,8} + \frac{3}{0,5}} = \frac{5}{2,5+6} = \frac{5}{8,5} = \frac{1}{1,7} \quad (22)$$

$$\Delta C \sim \left(\frac{1}{1,7} - 1 \right) 5 = 0,7 * 5 = 2,5 \quad (23)$$

$$T_F \sim 0,7 * 5 \frac{1}{\sqrt{1-\left(\frac{1}{1,7}\right)^2}} \simeq 2,546 \quad (24)$$

$$*T_F = 2(pk)^{\frac{1}{2}} * 2,546 = 48 * 2,546 = 122,20$$

*para a CEMIG $2(pk)^{\frac{1}{2}} = 48$ que, neste caso com $FP_0 = 1$, deve cobrar-se sobre todo o reativo.

III. ESTUDO DE CASO

Para a realização deste estudo de caso, foi utilizado junto aos cálculos e métodos anteriormente demonstrados, um modelo de mercado, neste caso o TAROT (Tarifa Otimizada) [13]-[14], cuja estrutura básica pode ser vista na Fig. 1, foi o escolhido.

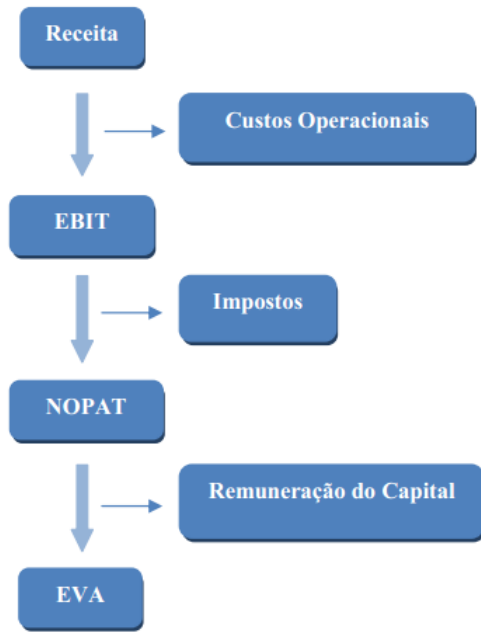


Fig. 1. Diagrama de fluxos econômicos de uma empresa de distribuição.

A escolha deste método se dá pelo fato dele ser um método simples e que representa bem o modelo que hoje é praticado no Brasil [15]-[17]. Além de proporcionar, como o próprio nome diz, um modelo otimizado do mercado.

Foi comparado dois cenários de uma concessionária distribuidora de energia elétrica otimizada: cenários 1 e 2. No cenário 1 a empresa como é hoje, sem considerar a energia reativa. Já o cenário 2 leva-se em consideração tal energia.

A. Cenário 1

Usando a tabela I e considerando o $FP = 1$ e tem-se o fluxograma da Fig. 2 que apresenta a empresa otimizada em equilíbrio econômico financeiro.

Tabela I. Parâmetros de uma distribuidora de Energia Elétrica.

Parâmetros	Valores
Energia [TWh]	25
Fator de Perdas (p) [$MR\$^2/TWh^2$]	3600
Fator de Custos Operacionais (e) [$MR\$/TWh$]	252
Base de Remuneração (B) [$MR\$$]	3750,00
Custo de Capital (k)	0,16
Taxa de Remuneração do Capital (r_w)	0,0726
Alíquota de Imposto (t)	0,34
avidez (a) [$MR\$/TWh$]	5300
saciedade (b) [$MR\$/TWh^2$]	200
fator de Perdas (d)	0,05
Tarifa Otimizada (c^*)	300

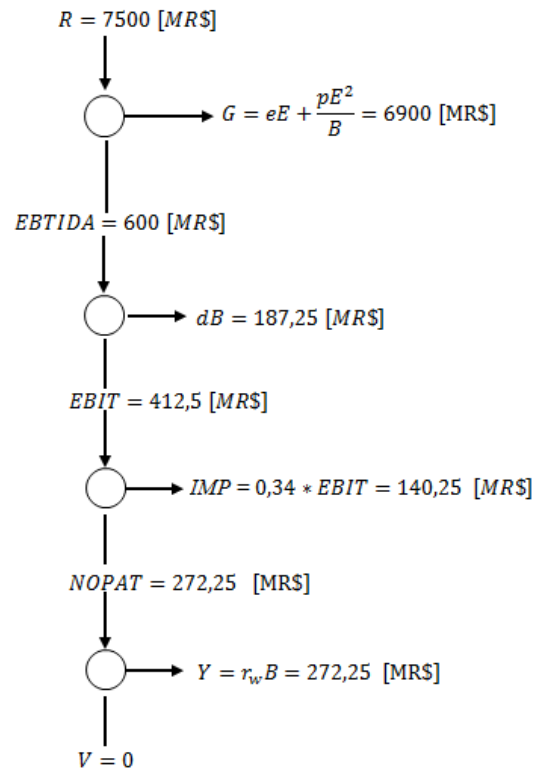


Fig. 2. Fluxograma para $FP = 1$.

B. Cenário 2

Considerando também Tabela I e um $FP = 0,8$ foi utilizada (4) para determinar a nova tarifa.

$$T = 312$$

Com a nova tarifa foi realizado um novo cálculo do valor da energia

$$E = \frac{a-T}{b} = \frac{5300-312}{200} = 24,94 \text{ [TWh]} \quad (24)$$

Determinou-se também o novo valor do investimento otimizado

$$B^* = \frac{1}{FP} * \left(\frac{p}{k}\right)^{\frac{1}{2}} * E = 4676,25 \text{ [MR\$]} \quad (25)$$

Com esses dados fez-se o fluxograma da Fig.3, onde é possível ver que mesmo considerando a energia reativa é possível manter o equilíbrio econômico financeiro da empresa.

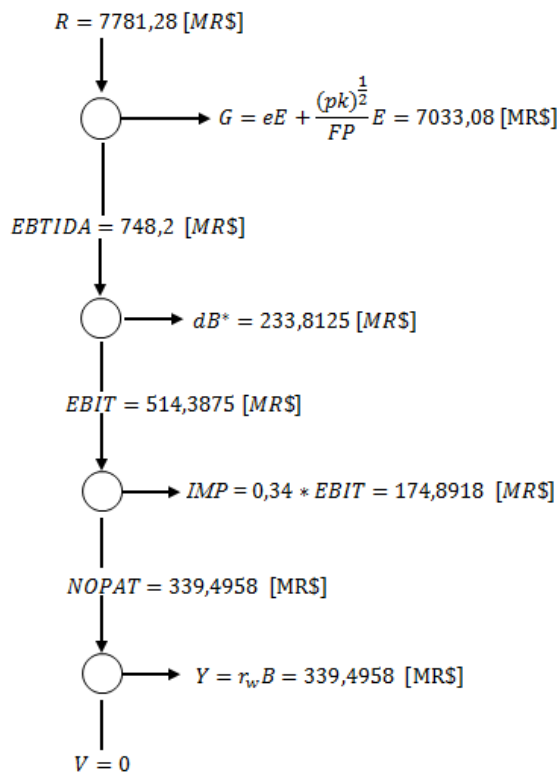


Fig.3. Fluxograma para $FP = 0,8$.

Ainda comparando os dois cenários, fica evidente que quando o fator de potência entra no fluxograma, há um aumento da tarifa (4%) e também no valor do investimento (24,7%). Isso indica que só a concessionária arca com os custos da energia reativa.

IV. CONCLUSÃO

Este artigo tem como objetivo introduzir o FP em um **modelo quantitativo de concessionária de energia elétrica (E.E.)** de modo a estabelecer de forma clara e objetiva o papel econômico da energia reativa e sua tarifação no marco regulatório. Nesse modo, a tarifação reativa aqui proposta alinha-se ao objetivo último da regulação, ou seja, maximizar o bem-estar público (dos *Stakeholders*) que geram as transações entre os agentes do mercado elétrico.

Estima-se que um modelo desta natureza é extremamente benéfico para as empresas desde que poderão assim, formular exatamente o **equilíbrio econômico-financeiro**, incluindo os diversos **custos de qualidade** que por vezes são subdimensionados ou simplesmente ignorados pelo agente regulador.

Este benefício tem especial relevância quando consideramos um “*Smart Market*” com a presença de *prosumers* e fluxo bidirecional de energias. **O modelo TAROT que pode estender-se, foi utilizado para o cálculo da componente tarifária atribuível a energia reativa consumidas pelas cargas, em função do impacto econômico que sua circulação causa na rede.**

V. AGRADECIMENTO

Este trabalho contou com o apoio parcial do INERGE, CNPq, CAPES, FAPEMIG e UNIFEI.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] D. M. Jones, “Power factor correction on distribution systems”. *Journal of the American Institute of Electrical Engineers*. Vol 39, pp. 648-657, 1920.
- [2] M. Badr et al. “Reducing harmonic distortion and correcting power factor in distribution systems”. *Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 22nd International Conference and Exhibition on, pp 10-13, 2013.
- [3] R.K. Garg, S. Ray, N. Gupta “Reactive power compensation and power factor improvement using fast active switching technique”. *IEEE International Conference*, 2016.
- [4] F. Resende, G. Paulilo. “Compensação reativa e qualidade da energia elétrica”. *O setor elétrico*. Ed 91, cap.3, 2013.
- [5] A. Bhuiya, N. Chowdhury, M. Huq. “Optimum market strategy for an independent power producer”. *Canadian Conference*, 2004.
- [6] Brasil, Resolução Normativa ANEEL N° 456, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2000.
- [7] H. Ahmadi, A.A. Foroud. “Improvement of the simultaneous active and reactive power markets pricing and structure”. *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol 10, pp 81-92, 2016.
- [8] T. Plavšić, I. Kezle. “Zonal reactive power market model based on optimal voltage scheduling”. *AFRICON*, 2007.
- [9] T. Niknam, H. Arabian, M. Mirjafari. “Reactive power pricing in deregulated environments using novel search methods”. *Proceedings of 2004 International Conference*, 2004.
- [10] H. Arango, B. D. Bonatto, J. P. G. Abreu, T. C. de Oliveira, F. N. Belchior, C. M. V. Tahan, “Reflexões Conceituais sobre Fator de Potência: Definições, Conceito de Potência Aparente, Tarifação de Energia”, *Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica – IX CBQEE*, Cuiabá-MS, Brasil, 31 de julho a 03 de Agosto, 2011.
- [11] BRASIL, Resolução Normativa ANEEL No. 414 de 09 de Setembro de 2010 – Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de Forma Atualizada e Consolidada, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>, Acesso em: 16/05/2011.
- [12] BRASIL, ANEEL – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>, Acesso em: 16/05/2011.
- [13] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan and M. R. Gouvêa, “A Model for Electricity Markets: The Impact of Regulation on Value”, in *Proc. The International Conference on the European Electricity Market*, Lisbon, Portugal, May 28-30, 2008.
- [14] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, “The Impact of Power Quality on the Economy of Electricity Markets” *Chapter 2 in the book Power Quality*, edited by Andreas Eberhard, Intech, 2011, Available: <http://www.intechweb.org>.
- [15] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan and M. R. Gouvêa, “Inserting the Power Quality into the Economic Model of the Electricity Market”, in *Proc. VII Brazilian Conference about the Quality of Power - VII CBQEE*, Santos-SP, Brazil, August 05-08, 2007.
- [16] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan and M. R. Gouvêa, “Modeling the Influence of Power Quality on the Creation of Market Value”, in *Proc. 13th International Conference on the Quality of Power*, Wollongong, New South Wales, Australia, Sept. 28–Oct. 1st, 2008.
- [17] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan and M. R. Gouvêa, “The Influence of Quality on the Creation of Economic Value in Electricity Markets”, in *Proc. 14th International Conference on the Quality of Power*, Bergamo, Italy, Sept. 26-29, 2010.