

# Classificação de Cargas em Microrredes Utilizando a Análise Relacional Grey e Fatores de Desempenho da Carga

Bruna R. P. Conrado\* Sidelmo M. Silva\* Danilo I. Brandão\*  
Wesley A. Souza\*\* Alexandre C. Moreira\*\*\*  
Helmo K. M. Paredes\*\*\*\*

\* *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, CEP 31270-901 (e-mail: brunarconrado@ufmg.br, sidelmo@ufmg.br, dibrandao@ufmg.br)*

\*\* *Departamento de Computação, Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba -SP, CEP 18052-780 (e-mail: wesleyangelino@ieee.org)*

\*\*\* *Núcleo de Inovação, Pesquisa e Ensino em Mecatrônica – NIPEM, Universidade Federal de São João del Rei, Ouro Branco - MG, CEP 36420-000 (e-mail: amoreira@ufsj.edu.br)*

\*\*\*\* *Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba – ICTS, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Sorocaba - SP, CEP 18087-180 (e-mail: helmo.paredes@unesp.br)*

**Abstract:** This article presents an approach based on Grey Relational Analysis to analyze and classify potential disturbing loads in microgrids, taking into account power factor, unbalance, harmonics and reactive power. By computational simulations, we analyze a set of loads with different characteristics using load performance factors and the Conservative Power Theory. Using the Grey Relational Analysis on the load performance factors, it is possible to quantify such disturbances; perform the load assessment; support power quality control, managing the microgrid; as well as to provide the electric power utility with information for analysis and decision making concerning preventive maintenance for greater reliability and energy efficiency.

**Resumo:** Este artigo apresenta uma abordagem baseada no método de Análise Relacional Grey para avaliação e classificação de cargas potencialmente perturbadoras em microrredes de energia elétrica, levando em consideração parâmetros como o fator de potência, desequilíbrio, harmônicos e potência reativa. Por meio de simulações computacionais, um conjunto de cargas com diferentes características foram analisadas através da Teoria de Potência Conservativa e dos fatores de desempenho da carga. Utilizando a metodologia de Análise Relacional Grey aplicada aos fatores escolhidos, é possível quantificar tais perturbações; realizar a avaliação das cargas; auxiliar no controle de qualidade de energia e no gerenciamento da microrrede; bem como fornecer à concessionária de energia elétrica informações para análise, tomada de decisão e manutenção preventiva para aumento da confiabilidade e eficiência.

*Keywords:* grey relational analysis; harmonic distortion; microgrid; power factor; power quality.

*Palavras-chaves:* análise relacional grey; distorção harmônica; fator de potência; microrrede; qualidade de energia elétrica.

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas tradicionais de energia têm sofrido mudanças devido à penetração massiva de geradores distribuídos (GDs), baseados em energia renovável, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia, o que caracteriza um cenário conhecido como microrredes inteligentes (Hashempour et al., 2016). De maneira geral, uma microrrede consiste em um sistema integrado com recursos de energia distribuídos e cargas elétricas operando como uma rede única e autônoma, seja em paralelo ou de forma “ilhada” da rede principal. Tais recursos podem vir de diferentes fontes de energia, tais como: fontes renováveis, unidades de armazenamento de energia, entre outras. Muitas indústrias, instituições, universidades e projetos habitacionais

começaram a desenvolver suas próprias microrredes para ter um suprimento mais confiável e flexível (Hashmi et al., 2011; Zhang et al., 2017). Uma estrutura típica de uma microrrede é apresentada na Figura 1.

Os principais componentes nos sistemas modernos de geração distribuída são os dispositivos eletrônicos de potência (Ferreira, 2016). Interfaces eletrônicas de potência oferecem grandes vantagens como controle flexível, redução de custos, otimização de tamanho, entre outras.

Por outro lado, operar esses dispositivos em sistemas de energia elétrica modernos pode ser mais prejudicial do que nos sistemas de energia tradicionais, causando distorções de tensão e corrente, afetando drasticamente a

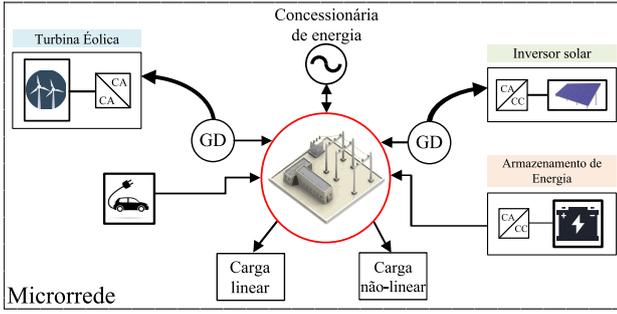


Figura 1. Estrutura típica de uma microrrede.

qualidade da energia do sistema de alimentação (Bollen et al., 2017). Assim, combinações de correntes e tensões distorcidas reduzem o fator de potência, aumentam os níveis de distorção, desequilíbrios de tensão e correntes, o que deteriora e dificulta o controle da qualidade de energia da microrrede (López-Martín et al., 2018).

Com o foco em quantificar e avaliar diferentes cargas, a norma IEC 61000-3-6 (IEC, 2008) e a recomendação IEEE Std 519.1/D12 (IEEE, 2004) propõem o uso de “*weighted disturbing power*” para caracterizar as quantidades de carga perturbadoras dentro das instalações dos usuários. Diversos trabalhos na literatura (Barbaro et al., 2007; Kumar e Mishra, 2014) têm atribuído pesos ou fatores para quantificar e avaliar os distúrbios de carga.

Alternativamente, em Moreira et al. (2020), é proposto um método para avaliar e classificar cargas potencialmente perturbadoras para o sistema elétrico, através da metodologia multicritério conhecida como Análise Relacional Grey (do inglês, *Grey Relational Analysis* – GRA) (Chen et al., 2015; Deng, 1989), juntamente com a Teoria da Potência Conservativa (do inglês, *Conservative Power Theory* – CPT) (Tenti et al., 2011b,a) e com os fatores de desempenho de carga propostos em (Paredes et al., 2012), levando em consideração o fator de potência, desequilíbrios, harmônicos e potência reativa.

Assim sendo, este artigo propõe a aplicação do método proposto em Moreira et al. (2020) para identificar e quantificar os distúrbios de qualidade de energia advindo de cargas potencialmente perturbadoras em ambiente de microrredes. Assim, essa identificação de distúrbios permite a correta tomada de decisão sobre o local (barramento) no qual deve-se realizar a compensação para estabelecer a melhor estratégia de controle da microrrede. Ao contrário das abordagens tradicionais que exigem análise espectral, valores de impedância nas barras e separação de componentes simétricas, o método aqui proposto exige apenas a medição dos fatores de conformidade de carga. Do ponto de vista prático, essa abordagem pode se tornar mais simples e direta para o controle e gerenciamento de microrredes ao ser comparada com os estudos baseados nos padrões e normas.

Esse artigo está dividido em quatro seções. A Seção 2 apresenta a revisão do método proposto de identificação e classificação de cargas perturbadoras baseadas na GRA, na CPT e nos fatores de desempenho. Na Seção 3 são apresentados os resultados da aplicação da método proposto em uma microrrede, destacando a aplicabilidade dentro

do contexto de redes inteligentes. Por fim, são destacadas as considerações finais deste trabalho na Seção 4.

## 2. REVISÃO DO MÉTODO PROPOSTO

A seguir, são apresentadas a CPT e GRA com o foco no método proposto neste artigo.

### 2.1 CPT e os Fatores de Desempenho da Carga

A CPT, apresentada por Tenti et al. (2011b,a), permite identificar os fatores de desempenho da carga baseados em suas características de circuito equivalente, como desequilíbrio, não linearidades (componentes harmônicas) e deslocamento de fase entre as tensões e correntes, independentemente da condição da tensão que alimenta o sistema. A fim de demonstrar esta decomposição, foram definidas algumas grandezas no Apêndice A, com o embasamento matemático em (Tenti et al., 2011b,a). Pode-se caracterizar a operação da carga através dos seguintes fatores:

**Fator de potência:** O fator de potência é definido considerando todas as parcelas de potência decompostas pela CPT, conforme (1).

$$\lambda = \frac{P}{A} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + N^2 + D^2}} \quad (1)$$

**Fator de não linearidade:** Definido como a relação entre a potência residual ( $D$ ) e a potência aparente ( $A$ ), conforme (2). Indica a presença de carga com comportamento não linear (distorção na corrente).

$$\lambda_D = \frac{D}{A} = \frac{D}{\sqrt{P^2 + Q^2 + N^2 + D^2}} \quad (2)$$

**Fator de reatividade:** Baseado na potência reativa ( $Q$ ), indicando o deslocamento de fase entre tensões e correntes, calculado conforme (3).

$$\lambda_Q = \frac{Q}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3)$$

**Fator de assimetria:** Baseado na potência de desbalanço ( $N$ ), indicando a presença de cargas desbalanceadas, sendo calculado conforme é apresentado em (4).

$$\lambda_N = \frac{N}{\sqrt{P^2 + Q^2 + N^2}} \quad (4)$$

É importante destacar que os fatores representam a informação de como o circuito com cargas genéricas afetam a qualidade das correntes nas barras. Além disso, relacionam o sistema trifásico como um todo (coletivamente) e não somente a variáveis monofásicas. Assim, esta abordagem pode ser mais adequada do que indicadores tradicionais de qualidade da energia, que são afetados significativamente pela tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) (Moreira et al., 2018). Consequentemente, o uso dos fatores da CPT para analisar e determinar os impactos de cargas perturbadoras na microrrede ajuda a isolar os efeitos indesejados diretamente relacionados à carga. Além disso, como citado anteriormente, os sistemas modernos são compostos principalmente de dispositivos eletrônicos de potência, o que ocasiona problemas ligados a QEE, como por exemplo, a variação da frequência da rede e distorções na tensão. Tais problemas não podem ser ignorados na modelagem, análise da extração dos dados, solução e mitigação dos

distúrbios, além de possibilitar a correta atribuição de responsabilidades entre concessionárias e consumidores na geração de distúrbios e no fluxo de energia.

## 2.2 Análise Relacional Grey - GRA

Como um método de medida comparativa proposta por Deng (1989), a GRA foi proposta para estabelecer um grau de relacionamento entre observações de referência e observações comparativas por meio do cálculo de coeficientes relacionais grey (do inglês, *Grey Relational Coefficients* – GRC). Os coeficientes relacionais grey  $\gamma(x_i(m)), x_0(m)$ , são obtidos para cada atributo a ser considerado, comparando os fatores das séries comparativas  $x_i$  com os da série padrão  $x_0$ . A partir do GRC, estabelece-se um grau de relacionamento grey,  $\Gamma_i$ , a classe relacional grey (do inglês, *Grey Relational Grade* – GRG) que estabelece um grau referente ao relacionamento entre as séries comparativas com a série padrão.

Considera-se um conjunto de observações  $x_0, x_1, \dots, x_n$ , onde  $x_0$  (série padrão) é uma observação referencial estabelecida e  $x_i$  são observações comparativas. Cada observação  $x_i$  tem  $m$  atributos associados e são denotados por:  $x_i = x_i(1), x_i(2), \dots, x_i(m)$ . De modo geral, cada atributo deve ser adequadamente normalizado em escala numérica comum, variando entre 0 e 1. Estes critérios de normalização se dão da seguinte forma:

(a) Quanto maior o atributo, melhor

$$x_j(m) = \frac{x_j(m) - \min x_i(m)}{\max x_i(m) - \min x_i(m)} \quad (5)$$

(b) Quanto menor o atributo, melhor

$$x_j(m) = \frac{\max x_i(m) - x_j(m)}{\max x_i(m) - \min x_i(m)} \quad (6)$$

Neste artigo, a normalização é feita utilizando (5) para o fator de potência - quanto mais próximo do valor unitário, melhor - e (6) para os outros fatores - quanto mais próximos a zero, melhor. Após a normalização dos dados que serão analisados, o GRC deve ser calculado para cada atributo de cada série, dado por:

$$\gamma(x_0(k), x_i(k)) = \frac{\Delta_{\min} + \xi \Delta_{\max}}{\Delta_{0i}(k) - \xi \Delta_{\max}} \quad (7)$$

no qual,  $\Delta_{0i}(k)$  é a sequência de desvio da referência  $x_0(k)$  e  $x_i(k)$  é sequência de comparabilidade.

$$\Delta_{\max} = \max_{\forall j \in i} \max_{\forall k} |x_0(k) - x_i(k)| \quad (8)$$

$$\Delta_{\min} = \min_{\forall j \in i} \min_{\forall k} |x_0(k) - x_i(k)| \quad (9)$$

É importante notar que  $\xi$  assumirá valores entre 0 e 1, onde quanto mais próximo de 1, maior é o relacionamento entre os atributos sob consideração; ou seja, maior é a similaridade entre o atributo da série comparativa com o da série padrão. Uma vez estabelecidos os coeficientes relacionais para cada atributo da série, pode-se então estabelecer o grau de relacionamento grey da série comparativa com a série padrão. Este grau de relacionamento é dado por:

$$\Gamma(x_k, x_0) = \sum_{i=1}^m w_i \cdot \gamma_i \quad (10)$$

em que,  $w_i$  é o peso associado ao atributo  $i$  da série comparativa. A soma dos pesos é igual a 1. Geralmente, os valores dos pesos são de difícil acesso. Os fatores medidos através da CPT serão comparados com uma série padrão (correspondente aos fatores de uma carga resistiva balanceada). Assim, através do método proposto, os desvios entre os fatores medidos (série comparativa) e os fatores para uma carga resistiva (série padrão  $x_0$ ) podem ser calculados.

Após o cálculo do GRD, tem-se a classificação das cargas, que é feita com base no cálculo do GRD ( $\Gamma_i$ ) para cada carga. A carga mais perturbadora é aquela que possui o maior valor do GRD. O fluxograma detalhado do método proposto para analisar e classificar as cargas potencialmente perturbadoras é representado na Figura 2.

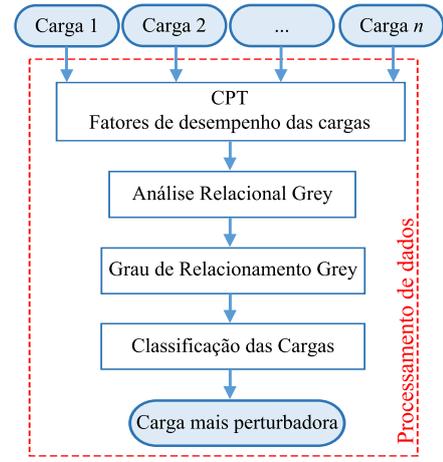


Figura 2. Método proposto para avaliação de cargas potencialmente perturbadoras dentro da microrrede.

## 3. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para validar o estudo proposto, foram realizadas simulações computacionais no software PSCAD de uma microrrede com diferentes tipos de cargas. Para esta análise, os testes foram aplicados a rede de teste padrão do IEEE de 13 barras (Schneider et al., 2018), inseriu-se um sistema fotovoltaico na barra 632 (C 02), para injeção de potência ativa/reactiva, um forno de indução na barra 634 (C 03), para geração de correntes harmônicas e nas demais cargas (C 01, C 04, C 05 e C 06) não houve modificação e mantendo o padrão IEEE (Schneider et al., 2018). O diagrama unifilar desta rede é ilustrado na Figura 3.

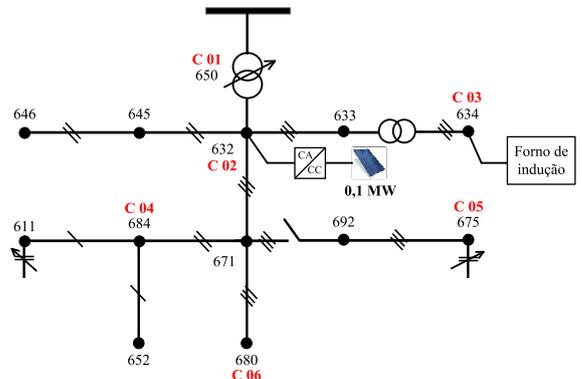


Figura 3. Diagrama unifilar IEEE 13 barras modificado.

Tabela 1. Parâmetros medidos de acordo com a CPT

	<b>C 01</b>	<b>C 02</b>	<b>C 03</b>	<b>C 04</b>	<b>C 05</b>	<b>C 06</b>
<b>Barra</b>	650	632	634	684	675	680
$V_a$ [V]	66.447,13	2.428,93	280,20	2.363,40	2.356,86	2362,71
$V_b$ [V]	66.438,52	2.470,20	285,02	2.422,36	2429,29	2.427,91
$V_c$ [V]	66.454,99	2.451,39	282,82	2.400,31	2.399,97	2.399,60
<b>V</b> [V]	115.089,38	4.243,92	489,63	4.149,10	4.149,23	4.151,54
$I_a$ [A]	19,06	463,07	20,41	40,98	112,35	11,17
$I_b$ [A]	15,34	340,31	20,70	77,06	59,71	35,08
$I_c$ [A]	14,48	449,46	24,27	37,14	156,79	37,29
<b>I</b> [A]	28,43	729,56	37,87	94,86	201,91	52,41
$A$ [VA]	3.271.797,41	3.096.202,63	18.540,97	393.582,63	837.790,26	217.570,73
$P$ [W]	2.848.980,60	2.810.718,59	16.675,04	-298.748,35	689.372,31	164.057,32
$Q$ [VA <sub>r</sub> ]	1.469.403,78	1.131.584,19	1.465,56	68.478,24	166.586,15	94.565,38
$N$ [VA]	566.286,76	555.485,34	2.421,45	246.627,90	446.685,94	106.970,54
$D$ [VA]	93.936,33	94.574,25	7.562,66	3.628,42	16.260,40	883,45
$\lambda$	0,8708	0,9078	0,8994	-0,7590	0,8228	0,7540
$\lambda_Q$	0,4584	0,3735	0,0876	0,2234	0,2349	0,4994
$\lambda_N$	0,1740	0,1803	0,1432	0,6269	0,5329	0,4919
$\lambda_D$	0,0287	0,0305	0,4079	0,0092	0,0194	0,0041

A Tabela 1 apresenta, para cada carga, os parâmetros: tensão eficaz; corrente eficaz; potência; e os fatores de acordo com a CPT. Em toda a tabela, as variáveis em negrito significam valores coletivos, por exemplo:

$$\mathbf{V} = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \quad (11)$$

É importante destacar que os fatores de conformidade devem ser analisados nos terminais da carga para poder quantificar o impacto que cada uma produz na microrrede. As Figuras 4, 5, 6 e 7 ilustram os resultados obtidos para os fatores avaliados através da CPT nas barras.

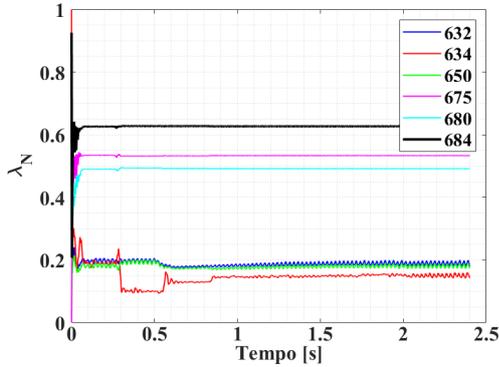


Figura 4. Fator de assimetria avaliado nas barras através da CPT.

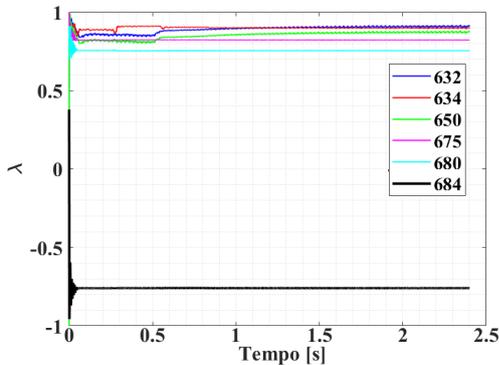


Figura 5. Fator de potência avaliado nas barras através da CPT.

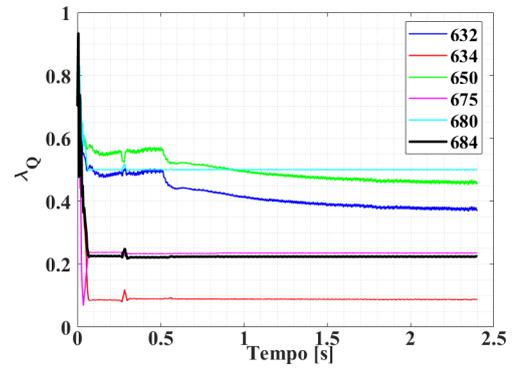


Figura 6. Fator de reatividade avaliado nas barras através da CPT.

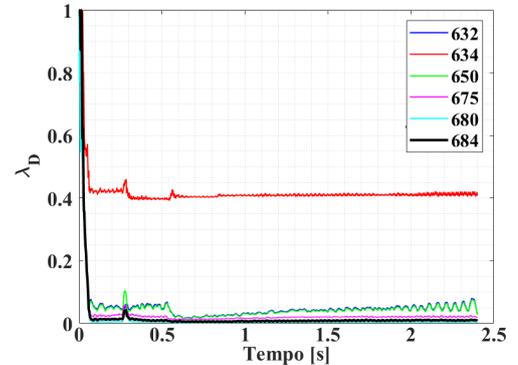


Figura 7. Fator de não linearidade avaliado nas barras através da CPT.

Conforme a Figura 4, a barra 684 possui um elevado desequilíbrio nas correntes quando comparado às outras barras. Já nas Figuras 5, 6, 7, a barra 680 possui o menor fator de potência, as barras 650 e 680 possuem elementos armazenadores de energia, dado os maiores valores para o fator de reatividade ( $\lambda_Q$ ) e a barra 634 possui a maior geração de harmônicos, dado o alto valor do fator de não linearidade.

Aplicando o método GRA, o primeiro passo é construir uma série comparativa. Através da Tabela 1 (valores obtidos para os fatores de conformidade da CPT), gerou-se a seguinte matriz comparativa:

	$\lambda$	$\lambda_N$	$\lambda_D$	$\lambda_Q$
C 01	0,1292	0,1740	0,0287	0,4584
C 02	0,0922	0,1803	0,0305	0,3735
C 03	0,1006	0,1432	0,4079	0,0876
C 04	1,7590	0,6269	0,0092	0,2234
C 05	0,1772	0,5329	0,0194	0,2349
C 06	0,2460	0,4919	0,0041	0,4994

O segundo passo é definir a série padrão ( $R$ ). Neste caso, a carga padrão é a que causa perdas mínimas na microrrede. Como dito anteriormente, a carga padrão é uma carga resistiva trifásica balanceada, possuindo as seguintes características:

	$\lambda$	$\lambda_N$	$\lambda_D$	$\lambda_Q$
$R =$	1,000	0,000	0,000	0,000

O terceiro passo é obter a matriz de diferenças,  $\Delta_{0i}(k)$ . Uma vez calculada, devem-se obter os coeficientes relacionais grey de acordo com (7). Os coeficientes relacionais grey gerados para cada fator correspondente a cada carga são mostrados na Tabela 2. Posteriormente, o grau relacional ( $\Gamma$ ) para cada carga é calculado a partir do GRD, assim como o peso atribuído a cada fator (10). Portanto, as cargas podem ser classificadas de acordo com o grau relacional obtido. A carga com o maior grau relacional ( $\Gamma$ ) será considerada como a carga que causa a máxima perda de qualidade de energia na rede. Conseqüentemente, essa carga será considerada como tendo o efeito mais prejudicial à microrrede e à qualidade da energia.

Tabela 2. Coeficientes relacionais grey calculados para cada carga.

Carga	$\gamma\lambda_i$	$\gamma\lambda_{N_i}$	$\gamma\lambda_{D_i}$	$\gamma\lambda_{Q_i}$
C 01	0,3383	0,3481	0,3474	0,8339
C 02	0,3333	0,3513	0,3485	0,6206
C 03	0,3345	0,3333	1,0000	0,3333
C 04	1,0000	1,0000	0,3362	0,4273
C 05	0,3451	0,7201	0,3420	0,4377
C 06	0,3552	0,6418	0,3333	1,0000

Aplicando em (10) os coeficientes relacionais calculados na Tabela 2, o GRD pode ser calculado conforme (12).

$$\Gamma_i = w_1 \cdot \gamma\lambda_i + w_2 \cdot \gamma\lambda_{N_i} + w_3 \cdot \gamma\lambda_{D_i} + w_4 \cdot \gamma\lambda_{Q_i} \quad (12)$$

em que,  $w_1$  é o peso atribuído para o fator de potência.  $w_2$  é o peso atribuído para o fator de assimetria;  $w_3$  é o peso atribuído para o fator de não linearidade e  $w_4$  é o peso atribuído para o fator de reatividade.

Cada distúrbio de carga tem uma contribuição diferente para as perdas na rede. Desta maneira, é essencial atribuir um certo grau de importância para cada fator da CPT, visando dar prioridade a cada distúrbio de carga. Em Moreira et al. (2020), aplicou-se um Algoritmo Genético (do inglês, *Genetic Algorithm* - GA) para encontrar os valores ótimos dos pesos, sendo:  $w_1 = 0,425$ ;  $w_2 = 0,136$ ;  $w_3 = 0,014$  e  $w_4 = 0,425$ .

Com base nesses pesos, pode-se interpretar que o fator de potência e o fator de reatividade possui o mesmo grau de importância ( $w_1 = w_4$ ), enquanto o peso do fator de assimetria será considerado nove vezes maior que o peso do fator de não linearidade.

Portanto, a carga desbalanceada causa uma perda de linha mais significativa quando comparada aos harmônicos

gerados pela carga. Isso indica que o peso usado para quantificar a carga deve considerar os efeitos do desequilíbrio. Conforme apresentado em (12), a metodologia proposta considera desbalanceo, harmônicos, reatividade e fator de potência em relação à carga perturbadora. Todas essas características são consideradas no cálculo do GRC ( $\Gamma_i$ ). Aplicando os pesos ótimos no método obteve-se a ordem de prioridade apresentada na Tabela 3.

Tabela 3. GRD obtido com os pesos ótimos.

Barra	Carga	$\Gamma_i$	Prioridade
650	C 01	0,5504	3º
632	C 02	0,4581	4º
634	C 03	0,3431	6º
684	C 04	0,7473	1º
675	C 05	0,4354	5º
680	C 06	0,6679	2º

De acordo com a Tabela 3, ou seja, de acordo com os pesos calculados, a carga C 04 (Barra 684) tem o maior GRD, o que significa que essa carga causará uma maior perda na rede. Já a carga C 03 (Barra 634) tem o menor GRD, significando que causa a menor perda na rede. Neste caso, o método sugere que a carga C 04 é prioridade em termos de compensação na microrrede.

#### 4. CONCLUSÃO

Este trabalho utilizou o método proposto por Moreira et al. (2020) para avaliação e detecção de cargas perturbadoras em microrredes de energia elétrica. O método utiliza a Teoria de Potência Conservativa, os Fatores de Desempenho da Carga e a Análise Relacional Grey. Para o estudo utilizou-se a rede de teste padrão do IEEE com um sistema fotovoltaico conectado na barra 632 e um forno de indução na barra 634. Uma das vantagens da utilização da CPT e dos fatores de desempenho é não requerer investigação espectral, separação de componentes simétricos ou os valores de impedância nas barras. No que diz respeito ao GRA, esta metodologia é utilizada para determinar o grau de relacionamento entre uma observação referencial com observações levantadas. Como resultado do método proposto, quanto menor o valor de GRD obtido, mais próxima a carga está da carga padrão (carga resistiva), enquanto um maior GRD significa que a carga tem um efeito mais prejudicial para a microrrede. Como pode-se observar através da Tabela 3, as cargas conectadas às barras 684 e 680 causam maiores perdas de qualidade de energia na rede, indicando a necessidade de compensação. Esse resultado considera o fator de potência, fator de não linearidade, fator de assimetria e o fator de reatividade, diferentemente do proposto pelas recomendações IEC (2008) e IEEE (2004), que consideram apenas a injeção de harmônicos produzidos pela carga na microrrede.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) - Processos 311332/2018-8 e 431944/2018-0.

#### REFERÊNCIAS

Barbaro, P.V., Cataliotti, A., Cosentino, V., e Nuccio, S. (2007). A novel approach based on nonactive power for

- the identification of disturbing loads in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(3), 1782–1789.
- Bollen, M.H.J., Das, R., Djokic, S., Ciufu, P., Meyer, J., Rönberg, S.K., e Zavodam, F. (2017). Power quality concerns in implementing smart distribution-grid applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), 391–399.
- Chen, L., Tian, B., Lin, W., Ji, B., Li, J., e Pan, H. (2015). Analysis and prediction of the discharge characteristics of the lithium-ion battery based on the grey system theory. *IET Power Electronics*, 8(12), 2361–2369.
- Deng, J.L. (1989). Introduction to grey system theory. *Journal of Grey System*, 1(1), 1–24.
- Ferreira, B. (2016). Understanding the challenges of converter networks and systems: Better opportunities in the future. *IEEE Power Electronics Magazine*, 3(2), 46–49.
- Hashempour, M.M., Savaghebi, M., Vasquez, J.C., e Guerrero, J.M. (2016). A control architecture to coordinate distributed generators and active power filters coexisting in a microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5), 2325–2336.
- Hashmi, M., Hänninen, S., e Mäki, K. (2011). Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide. Em *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 1–7.
- IEC (2008). Electromagnetic compatibility (emc) - part 3-6: Limits - assessment of emission limits for the connection of distorting installations to mv, hv and ehv power systems (iec tr 61000-3-6:2008). Relatório técnico, *International Electrotechnical Commission*.
- IEEE (2004). Ieee draft guide for applying harmonic limits on power systems. *IEEE Std P519.1/D9a*, 1–112.
- Kumar, C. e Mishra, M.K. (2014). A voltage-controlled dstatcom for power-quality improvement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3), 1499–1507.
- López-Martín, V.M., Azcondo, F.J., e Pigazo, A. (2018). Power quality enhancement in residential smart grids through power factor correction stages. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(11), 8553–8564.
- Moreira, A.C., Paredes, H.K.M., de Souza, W.A., Marafão, F.P., e da Silva, L.C.P. (2018). Intelligent expert system for power quality improvement under distorted and unbalanced conditions in three-phase ac microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 6951–6960.
- Moreira, A.C., de Souza, W.A., Conrado, B.R.P., e Morales-Paredes, H.K. (2020). Disturbing load classification based on the grey relational analysis method and load performance index. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(1), 141–152.
- Paredes, H.K.M., Marafão, F.P., Mattavelli, P., e Tenti, P. (2012). Application of conservative power theory to load and line characterization and revenue metering. Em *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, 1–6.
- Schneider, K.P., Mather, B.A., Pal, B.C., Ten, C., Shirek, G.J., Zhu, H., Fuller, J.C., Pereira, J.L.R., Ochoa, L.F., de Araujo, L.R., Dugan, R.C., Matthias, S., Paudyal, S., McDermott, T.E., e Kersting, W. (2018). Analytic considerations and design basis for the ieee distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3181–3188.
- Tenti, P., Paredes, H.K.M., Marafao, F.P., e Mattavelli, P. (2011a). Accountability in smart microgrids based on conservative power theory. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 60(9), 3058–3069.
- Tenti, P., Paredes, H.K.M., e Mattavelli, P. (2011b). Conservative power theory, a framework to approach control and accountability issues in smart microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(3), 664–673.
- Zhang, Y., Chen, W., e Gao, W. (2017). A survey on the development status and challenges of smart grids in main driver countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 137 – 147.

## Apêndice A. TEORIA DA POTÊNCIA CONSERVATIVA

A potência ativa pode ser definida como

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) \cdot i(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \left( [v_a \ v_b \ v_c] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \right) dt \quad (\text{A.1})$$

A energia reativa, medida no PAC, é definida como

$$W = \frac{1}{T} \int_0^T \widehat{v}(t) \cdot i(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \left( [\widehat{v}_a \ \widehat{v}_b \ \widehat{v}_c] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \right) dt \quad (\text{A.2})$$

em que,  $\widehat{v}(t)$  é o vetor contendo as integrais sem valor médio das tensões de fase;  $W$  relaciona o defasamento entre a tensão e corrente, provocado não apenas por elementos armazenadores de energia (indutores e capacitores), mas também por cargas não-lineares. .

### A.1 Componentes de Corrente e Potência

Com base nas definições de potência ativa e energia reativa, a corrente instantânea pode ser decomposta nas seguintes componentes ortogonais:

- Corrente ativa ( $i_a$ ): é a corrente mínima responsável pelo consumo de energia ativa em cada fase.
- Corrente reativa ( $i_r$ ): é a corrente mínima responsável pelo fluxo de energia reativa em cada fase.
- Corrente residual ( $i_v$ ): representa as componentes de corrente remanescentes, que não transmitem nem potência ativa nem energia reativa.

Essas três componentes de corrente são ortogonais entre si, ou seja, o produto escalar médio entre elas resulta em zero. Portanto, é possível expressar uma equação que relaciona os valores RMS das componentes, como segue

$$\mathbf{I}^2 = \mathbf{I}_a^2 + \mathbf{I}_r^2 + \mathbf{I}_v^2 \quad (\text{A.3})$$

Multiplicando-se A.3 pelo quadrado do valor eficaz coletivo da tensão, a potência aparente pode ser definida como

$$A^2 = \mathbf{V}^2 \cdot \mathbf{I}^2 \quad (\text{A.4})$$