

Compensação de Desequilíbrio Oriundo da Conexão de Cargas Monofásicas em Redes Trifásicas a Três Fios Utilizando-se de Geradores Distribuídos

Pablo A. F. Flávio* Aurélio L. M. Coelho*
Geovane L. dos Reis*

* *Instituto de Ciências Tecnológicas (ICT), Universidade Federal de Itajubá – Campus Itabira, Itabira – MG, Brasil*
(e-mail: pabloferreira@unifei.edu.br, aurelio.coelho@unifei.edu.br, geovanereis@unifei.edu.br).

Abstract: Among the problems related to supply voltage quality in distribution networks, a rather recurring is the unbalance caused by connecting single-phase consumers to the network. Such consumers do not drain equal currents for each phase of the system, which results in unbalanced current and, consequently, unbalanced voltage at levels that may exceed the acceptable for minimum power quality requirements. Still within the scope of distribution networks, the connection of distributed generators is increasing. This paper proposes a method for voltage unbalance compensation in three-phase three-wire networks based on Steinmetz principle and using the converters of the single-phase distributed generators connecting to network implementing a control methodology with the power-based control algorithm.

Resumo: Dentre os problemas relacionados à qualidade da tensão de suprimento nas redes de distribuição, um bastante recorrente é o desequilíbrio causado pela conexão de consumidores monofásicos à rede. Tais consumidores não drenam correntes iguais para cada uma das fases do sistema, o que acarreta em correntes desequilibradas na rede e, consequentemente, em tensões desbalanceadas em níveis que podem ultrapassar o aceitável tratando-se de requisitos mínimos de qualidade de energia. Ainda no âmbito das redes de distribuição, é crescente a conexão de geradores distribuídos. O presente trabalho propõe um método de compensação do desequilíbrio de tensão em redes trifásicas a três fios baseado no princípio de Steinmetz e, utilizando-se dos conversores dos geradores distribuídos monofásicos conectados à rede, implementar uma metodologia de controle com o algoritmo power-based control.

Keywords: Voltage unbalance; Unbalance compensation; Distributed generation; Power-based control; Distribution networks.

Palavras-chaves: Desequilíbrio de tensão; Compensação de desequilíbrio; Geração distribuída; Power-Based Control; Redes de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

Um sistema elétrico trifásico é dito equilibrado quando apresenta fasores de tensão de mesmo módulo e defasados entre si de 120° elétricos. Caso as tensões apresentem magnitudes distintas, defasagem angular diferente de 120° , ou até mesmo as duas condições em conjunto, o sistema é denominado desequilibrado. Uma das principais causas de desequilíbrio de tensão é a má distribuição de cargas monofásicas ao longo de um sistema trifásico de energia (Von Jouanne e Banerjee, 2001).

Neste contexto, o princípio de Steinmetz estabelece que se uma carga resistiva monofásica é conectada a um sistema trifásico a três fios, pode-se conectar a tal sistema um capacitor e um indutor de valores correlacionados de modo que sejam drenadas da rede correntes balanceadas com fator de potência unitário para cada uma das três fases (Kanetkar e Sahoo, 2015). No entanto, para realizar a

compensação de acordo com o proposto por este princípio, utiliza-se apenas de elementos passivos.

O power-based control (PBC) é um algoritmo que permite a realização de controle do fluxo de potências nos geradores distribuídos (GDs) conectados à rede de modo que se tenha uma contribuição proporcional de cada GD dentro de suas capacidades de fornecimento de potências ativa e reativa (Caldognetto et al., 2015a).

É perceptível a atual crescente conexão de GDs às redes de distribuição. Neste âmbito, este trabalho propõe um método de compensação do desequilíbrio oriundo da conexão de cargas monofásicas em redes trifásicas utilizando-se da capacidade ociosa de potência dos GDs já conectados à rede, por meio da implementação do algoritmo PBC, para realizar, de forma ativa, o papel do capacitor e do indutor de acordo com o princípio de Steinmetz.

2. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Denomina-se sistema elétrico trifásico equilibrado o sistema composto por tensões de igual módulo e defasadas de 120° elétricos entre si, ou seja, um sistema que apresente fasores de tensão iguais ao apresentado em (1).

$$\begin{aligned}\dot{V}_A &= V\angle 0^\circ \\ \dot{V}_B &= V\angle -120^\circ \\ \dot{V}_C &= V\angle 120^\circ\end{aligned}\quad (1)$$

Para qualquer condição de tensão que não esteja em concordância com (1), tem-se um sistema desequilibrado. De acordo com o método das componentes simétricas proposto por Fortescue (1918), um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas trifásicos com fasores equilibrados caracterizados da seguinte forma:

- Componente de sequência positiva - Apresenta a mesma sequência de fase do sistema original;
- Componente de sequência negativa - Apresenta sequência de fase invertida com relação à sequência de fase do sistema original;
- Componente de sequência zero - Apresenta três fasores paralelos.

Desta forma, a análise das componentes simétricas é dada de acordo com (2).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix}\quad (2)$$

onde

a é denominado operador rotacional e é igual a $1\angle 120^\circ$, \dot{V}_0 é a componente de sequência zero, \dot{V}_1 é a componente de sequência positiva, \dot{V}_2 é a componente de sequência negativa.

Para a análise do nível de desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico, é utilizado um indicador denominado fator de desequilíbrio (FD). Uma das formas de se calcular tal fator leva em conta o módulo das componentes de sequência positiva e negativa de tensão e é dada por (3).

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} \times 100\quad (3)$$

Assim, calculado o FD, deve-se verificar se o mesmo apresenta um valor aceitável dentro dos limites previstos em norma. Para redes de distribuição no Brasil, os limites de desequilíbrio são estabelecidos de acordo com a Tabela 1, desconsiderando o valor do FD que foi superado em 5% das leituras válidas (ANEEL, 2018).

Tabela 1. Limites para o desequilíbrio de tensão nas redes de distribuição.

Tensão nominal	Limite
$V_n \leq 1,0kV$	3,0%
$1,0kV < V_n < 230kV$	2,0%

O desequilíbrio de tensão ocasiona alguns efeitos negativos sobre equipamentos conectados ao sistema (Von Jouanne e Banerjee, 2001), tais como:

- Surgimento de um torque reverso em máquinas de indução devido à presença de tensão de sequência negativa;
- Aumento das perdas e da temperatura em motores de indução devido à circulação de correntes desequilibradas no equipamento;
- Surgimento de correntes harmônicas de ordens não características em conversores de eletrônica de potência.

Além disso, a circulação de corrente de maneira desigual sobre os condutores do sistema pode resultar em sobrecarga de algum destes condutores. Portanto, os valores apresentados na Tabela 1 devem ser atendidos a fim de que se esteja em conformidade com a norma e se evite os efeitos danosos anteriormente citados.

3. PRINCÍPIO DE STEINMETZ

De acordo com o princípio de Steinmetz, assume-se que o problema de compensação de uma carga monofásica conectada a um sistema trifásico a três fios seja encontrar uma admitância reativa que, quando conectada ao sistema, combinada à admitância da carga, resulte em um carregamento de perfil real e equilibrado no ponto de acoplamento comum (PAC) entre os terminais de suprimento e os terminais da carga.

Desta forma, a corrente a ser drenada da fonte de alimentação, para uma carga resistiva monofásica de condutância G_{AB} conectada entre as fases A e B, se torna balanceada caso uma susceptância capacitiva B_{BC} , de valor obtido em (4), seja conectada entre as fases B e C do sistema, e uma susceptância indutiva B_{CA} , de valor obtido em (5), seja conectada entre as fases C e A (Otto et al., 1978), resultando, de um modo generalizado, no sistema apresentado na Figura 1.

$$B_{BC} = \frac{G_{AB}}{\sqrt{3}}\quad (4)$$

$$B_{CA} = -\frac{G_{AB}}{\sqrt{3}}\quad (5)$$

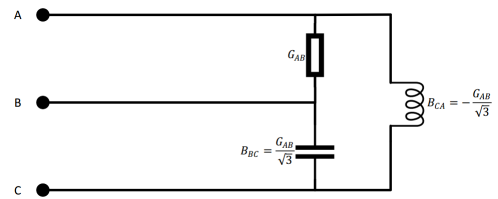


Figura 1. Sistema de compensação de proposto por Steinmetz.

4. ALGORITMO POWER-BASED CONTROL

O algoritmo PBC permite um gerenciamento dinâmico das unidades distribuídas conectadas à rede por meio da utilização de um controlador mestre (CM) com base nas potências instantâneas geradas e consumidas na rede (Caldognetto et al., 2015b).

De um modo geral, a estratégia de controle do PBC é dada como o descrito a seguir (Brandao et al., 2016). Ao fim do n -ésimo ciclo de controle, o CM determina a potência ativa total por fase, P_{Gtot}^* , e a potência reativa total por fase, Q_{Gtot}^* , que devem ser compartilhadas entre

os GDs no próximo ciclo ($n + 1$). Logo depois, o j -ésimo GD ($j = 1, 2, \dots, J$) envia as seguintes informações para o CM:

- Potências ativa, $P_{Gj}(n)$, e reativa, $Q_{Gj}(n)$, fornecidas durante o n -ésimo ciclo de controle;
- Potências ativas mínima, $P_{Gj}^{min}(n)$, e máxima, $P_{Gj}^{max}(n)$, que cada GD pode gerar, com base na capacidade momentânea do gerador ou do sistema de armazenamento, caso exista;
- Potência aparente nominal do conversor, $A_{Gj}(n)$, e a máxima potência aparente que o GD pode gerar por um determinado período de tempo, denominada potência aparente de sobrecarga, $A_{Gj}^{over}(n)$.

Assim, com base nos dados coletados, o CM calcula:

- As potências ativa, $P_{Gtot}(n)$, e reativa, $Q_{Gtot}(n)$, totais fornecidas pelos GDs ao longo do ciclo n são dadas por (6) e (7), respectivamente.

$$P_{Gtot}(n) = \sum_{j=1}^J P_{Gj}(n) \quad (6)$$

$$Q_{Gtot}(n) = \sum_{j=1}^J Q_{Gj}(n) \quad (7)$$

e, analogamente, utilizando-se de (6) e (7), calculam-se as potências ativas mínima, $P_{Gtot}^{min}(n)$, e máxima, $P_{Gtot}^{max}(n)$, e as potências reativas máxima, $Q_{Gtot}^{max}(n)$, e de sobrecarga, $Q_{Gtot}^{over}(n)$. Para isso, a máxima potência reativa, $Q_{Gj}^{max}(n)$, e a potência reativa de sobrecarga, $Q_{Gj}^{over}(n)$, do j -ésimo GD são calculadas de acordo com (8) e (9), respectivamente.

$$Q_{Gj}^{max}(n) = \sqrt{A_{Gj}(n)^2 - P_{Gj}(n)^2} \quad (8)$$

$$Q_{Gj}^{over}(n) = \sqrt{A_{Gj}^{over}(n)^2 - P_{Gj}(n)^2} \quad (9)$$

- As potências ativa, $P_{Ltot}(n)$, e reativa, $Q_{Ltot}(n)$, drenadas da rede no ciclo n são obtidas, respectivamente, de acordo com (10) e (11).

$$P_{Ltot}(n) = P_{Grede}(n) + P_{Gtot}(n) \quad (10)$$

$$Q_{Ltot}(n) = Q_{Grede}(n) + Q_{Gtot}(n) \quad (11)$$

em que P_{Grede} e Q_{Grede} correspondem, respectivamente, às potências ativas e reativas medidas no PAC, com relação ao lado da rede;

- As referências de potências ativa, $P_{Gtot}^*(n + 1)$, e reativa, $Q_{Gtot}^*(n + 1)$, a serem fornecidas pelos GDs no próximo ciclo de controle ($n + 1$) são dadas por (12) e (13), respectivamente.

$$P_{Gtot}^*(n + 1) = P_{Ltot}(n) - P_{PAC}^*(n + 1) \quad (12)$$

$$Q_{Gtot}^*(n + 1) = Q_{Ltot}(n) - Q_{PAC}^*(n + 1) \quad (13)$$

onde $P_{PAC}^*(n + 1)$ e $Q_{PAC}^*(n + 1)$ são, respectivamente, as referências de potências ativa e reativa no PAC.

- Por fim, os coeficientes de controle α e β são calculados e enviados a todos os GDs conectados à fase correspondente. A potência ativa é controlada por meio do coeficiente α ao passo em que a potência reativa é controlada por meio do coeficiente β . A Figura 2 apresenta um fluxograma com uma metodologia para cálculo de tais coeficientes.

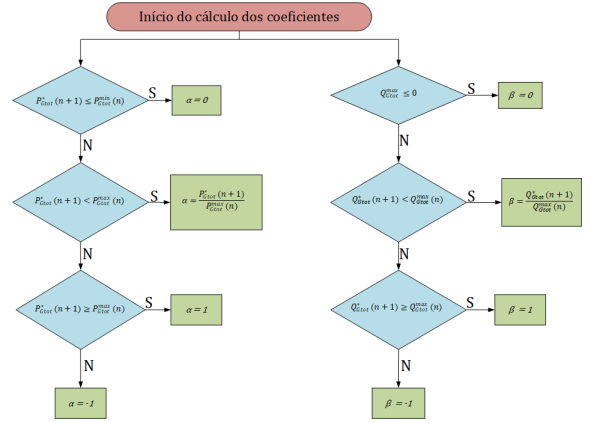


Figura 2. Fluxograma com metodologia de cálculo dos coeficientes α e β .

Desta forma, o j -ésimo GD terá suas referências de potências ativa, $P_{Gj}^*(n + 1)$, e reativa, $Q_{Gj}^*(n + 1)$, controladas, de acordo com os coeficientes calculados, segundo o apresentado em (14) e (15), respectivamente.

$$P_{Gj}^*(n + 1) = \alpha_j \cdot P_{Gj}^{max}(n) \quad (14)$$

$$Q_{Gj}^*(n + 1) = \beta_j \cdot Q_{Gj}^{max}(n) \quad (15)$$

Assim, as referências calculadas de acordo com (14) e (15) são enviadas aos GDs e é iniciado um novo ciclo de controle.

5. METODOLOGIA

O sistema implementado de modo a se validar a estratégia de compensação abordada é apresentado na Figura 3.

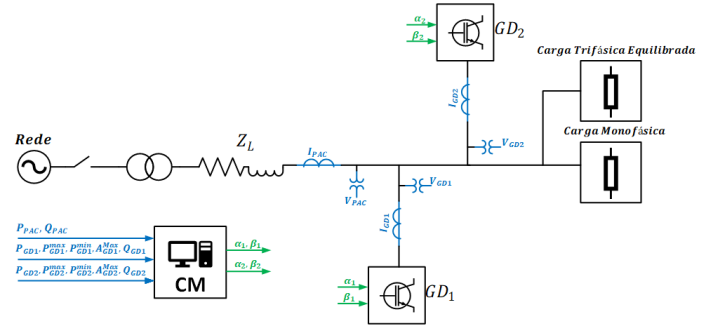


Figura 3. Estrutura do sistema simulado

O sistema elétrico ilustrado na Figura 3 foi simulado no software Simulink-Matlab. Neste sistema, foram utilizados dois GDs monofásicos, sendo um conectado entre as fases B e C e o outro conectado entre as fases A e C, e uma carga monofásica conectada entre as fases A e B do sistema. Conectou-se também uma carga trifásica equilibrada para representar o restante do sistema de distribuição.

As características da rede simulada são apresentadas na Tabela 2. Assim, de posse dos parâmetros e da estrutura do sistema, foram feitas análises a fim de se comprovar a funcionalidade da metodologia de compensação proposta. Tais análises e os resultados advindos das mesmas se encontram apresentados na seção 6.

Tabela 2. Dados do sistema elétrico ilustrado na Figura 3.

Dado	Valor
Tensão de linha da rede	13800 [V]
Tensão nominal do transformador	13800-220 [V]
Impedância de linha (Z_L)	$400+j74,98$ [m Ω]
Impedância da carga trifásica	50 [Ω]
Potência aparente máxima para cada GD	4 [kVA]

6. RESULTADOS E ANÁLISE

Para analisar a efetividade da estratégia de controle implementada, foram realizadas três análises. Na primeira análise, manteve-se a carga monofásica em um valor fixo e analisou-se o desequilíbrio de tensão no PAC antes e após a conexão do sistema de compensação. Na segunda análise, variou-se o valor da carga monofásica durante a simulação de modo a se verificar a resposta do sistema de compensação mediante tal variação. Para a última análise, variou-se a referência de potência no PAC e observou-se a resposta do sistema para este caso.

6.1 Análise de compensação do desequilíbrio

Para esta primeira análise, a carga monofásica teve o seu valor de impedância mantido em $Z_C = 10 + j0,022[\Omega]$. Simulou-se inicialmente o sistema apenas com a conexão da carga, sem o sistema de compensação, e observou-se os perfis de corrente e tensão no PAC. Em seguida, conectou-se o sistema de compensação, com uma potência ativa máxima de 2000[W] e uma referência de potência ativa no PAC de 500[W], para ambos os GDs. Observou-se então os novos perfis de corrente e tensão no PAC. Para evidenciar de uma melhor maneira os perfis de desequilíbrio de tensão e corrente no PAC e facilitar a visualização dos mesmos, assim como a melhora em tais perfis após a compensação, os perfis observados de tensão e corrente são apresentados em termos de componentes simétricas nas Figuras 4 e 5, para o sistema antes e após a compensação, respectivamente.

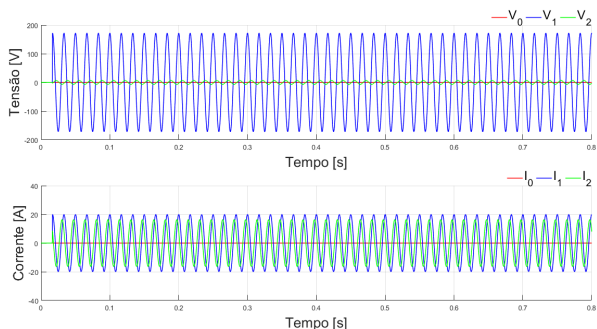


Figura 4. Componentes simétricas de corrente e tensão no PAC para o sistema sem compensação.

Ao se analisar a Figura 5, é possível observar que o sistema com a compensação demorou um certo tempo para apresentar correntes e tensões equilibradas. Este intervalo de tempo em que o sistema ainda apresenta um perfil desequilibrado se deve ao tempo em que o CM leva para calcular os coeficientes α e β no primeiro ciclo de controle e enviá-los aos GDs.

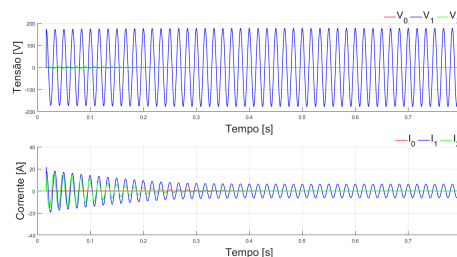


Figura 5. Componentes simétricas de corrente e tensão no PAC para o sistema com compensação na primeira análise.

Comparando as Figuras 4 e 5, é evidente que para o caso do sistema sem compensação, o desequilíbrio de tensão é maior. Para uma comprovação quantitativa de tal fato, utilizou-se de (3) para o cálculo do nível de desequilíbrio tanto para o sistema sem compensação quanto para o sistema compensado. A Tabela 3 apresenta os valores de tensão medidos no PAC assim como os níveis de desequilíbrio para cada um dos casos abordados.

Tabela 3. Dados de análise de desequilíbrio.

Dado	Sistema sem compensação	Sistema compensado
V_A [V]	$119,6\angle -2,2^\circ$	$125,6\angle -0,0319^\circ$
V_B [V]	$119,1\angle -118,2^\circ$	$125,7\angle -120^\circ$
V_C [V]	$126,4\angle 120^\circ$	$125,6\angle 120^\circ$
V_1 [V]	$121,65\angle -0,1335^\circ$	$125,6\angle -0,0106^\circ$
V_2 [V]	$4,78\angle -116,67^\circ$	$0,0176\angle 161,5647^\circ$
$FD\%$ [%]	3,9357	0,01398

Analisando-se a Tabela 3, é possível observar, mediante comparação com as informações da Tabela 1, que o FD para o sistema sem compensação se encontra acima do estabelecido como limite. Por outro lado, verificou-se que o sistema de compensação de fato diminuiu o desequilíbrio de tensão resultando assim em um sistema que se encontra em conformidade com a norma.

Também foi analisado se as referências de potências no PAC foram atendidas. A Figura 6 apresenta as curvas de potência para o caso em que o sistema de compensação estava conectado à rede.

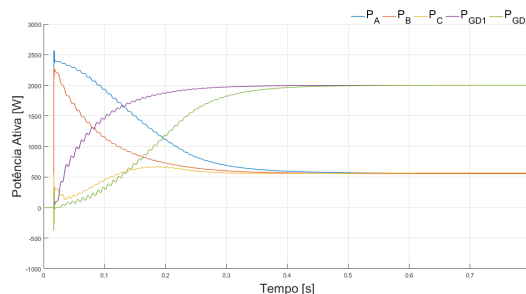


Figura 6. Curvas de potência ativa obtidas na primeira análise.

É possível perceber, ao se analisar a Figura 6, que as potências no PAC (P_A , P_B e P_C), não estabilizaram exatamente no valor de 500[W] como o estabelecido como referência. Isso se deve ao fato de os GDs terem atingido o valor de potência ativa máxima e, portanto, não serem capazes de suprir o desequilíbrio e atender à referência de potência demandada para o PAC. Desta forma, como os

GDs estão operando em seu limite de máxima potência, uma parcela da potência demandada é drenada da rede para que as cargas sejam supridas.

A Figura 7 mostra a variação dos coeficientes α e β nas condições abordadas para esta primeira análise.

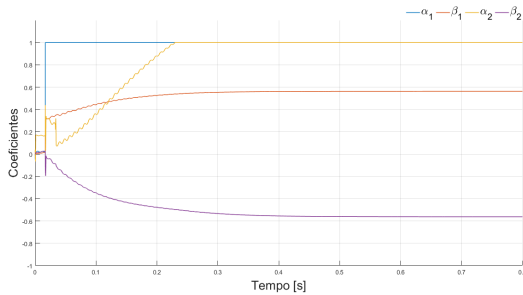


Figura 7. Variação dos coeficientes α e β na primeira análise.

Verifica-se que o coeficiente α de ambos os GDs saturou no valor unitário. Este comportamento é de fato esperado haja vista que os GDs passam a fornecer máxima potência ativa.

6.2 Resposta do sistema à variação de carga

Para esta análise, variou-se a carga monofásica conectada ao sistema a fim de se verificar o comportamento do sistema de compensação mediante tal variação. Com os GDs ainda com potência ativa máxima igual a 2000[W] e potência de referência no PAC igual a 500[W], inseriu-se uma carga monofásica de valor $Z_{C2} = 10 + j0,022[\Omega]$ em paralelo com a carga monofásica já conectada e analisou-se o desempenho do sistema. A carga foi inserida em $t = 0,6[s]$. A Figura 8 apresenta as formas de onda de tensão e corrente no PAC, em termos de componentes simétricas, para a análise relizada.

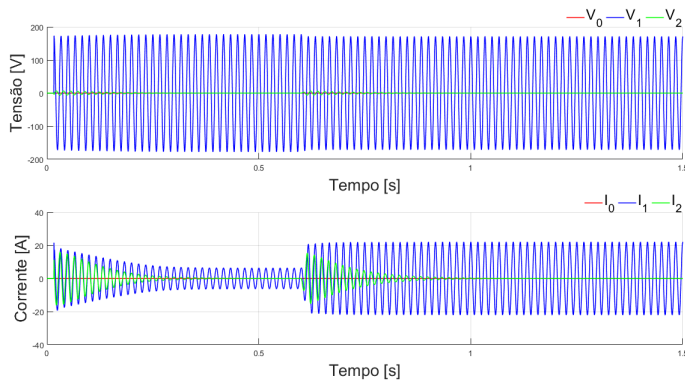


Figura 8. Componentes simétricas de corrente e tensão no PAC considerando uma variação de carga.

Observa-se que no momento em que a segunda carga foi adicionada, houve uma oscilação nos valores de corrente e tensão. Entretanto, o sistema foi estabilizado e obteve-se tensão e corrente equilibradas.

Foram averiguadas também as curvas de potência tanto no PAC quanto na saída dos GDs bem como a variação dos coeficientes α e β para cada um dos GDs. Estes dados podem ser observados nas Figuras 9 e 10.

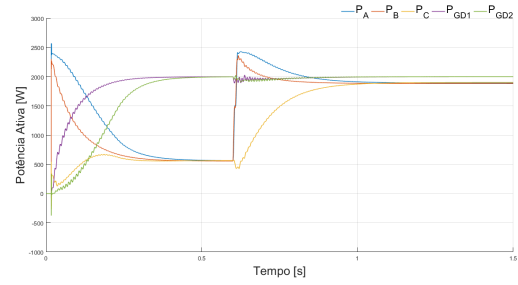


Figura 9. Curvas de potência ativa obtidas considerando uma variação de carga.

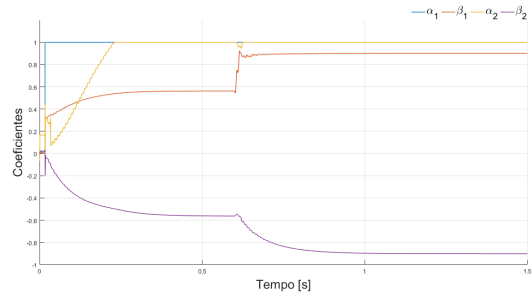


Figura 10. Variação dos coeficientes α e β considerando uma variação de carga.

Pela Figura 9, pode-se verificar que a inserção de uma nova carga aumentou a demanda de potência no sistema. Como os GDs já estavam operando em seu limite de potência ativa, a potência no PAC foi aumentada de modo a se suprir a nova potência demandada. Ademais, pode-se observar, pela Figura 10, as variações dos coeficientes de controle. No momento em que é inserida a carga, os coeficientes apresentam uma oscilação que é rapidamente corrigida.

Portanto, para esta análise, a estratégia de compensação demonstrou-se funcional pois, mesmo apresentando uma pequena oscilação no momento da inserção da carga, o sistema foi capaz de se estabilizar e compensar o desequilíbrio mesmo com uma variação de carga.

6.3 Resposta do sistema à variação de referência de potência no PAC

Para esta última análise, manteve-se o valor da carga monofásica em $Z_C = 10 + j0,022[\Omega]$ e variou-se a potência de referência no PAC. Inicialmente, o valor de referência foi igual a 0[W]. Em $t = 0,5[s]$, alterou-se a referência para 500[W]. Por fim, em $t = 1,0[s]$, mudou-se o valor de referência para 1000[W]. Mediante tal variação, observou-se o comportamento das tensões e correntes no PAC, das potências no PAC e nas saídas dos GDs e também da variação dos coeficientes α e β para cada um dos GDs. Os perfis das componentes simétricas de corrente e tensão no PAC para a análise em questão são apresentados na Figura 11.

Um aumento de potência no PAC corrobora para um aumento de corrente. Tal fato é evidenciado na Figura 11, a corrente no PAC aumentou ao passo em que a referência de potência no PAC teve o seu valor ampliado.

A Figura 12 apresenta as curvas de potências no PAC e na saída dos GDs cujo comportamento é o foco desta análise.

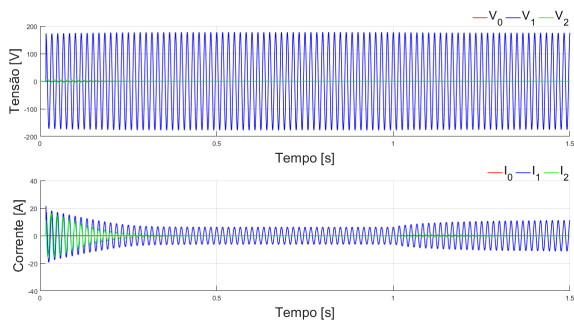


Figura 11. Componentes simétricas de corrente e tensão no PAC considerando uma variação na referência de potência no PAC.

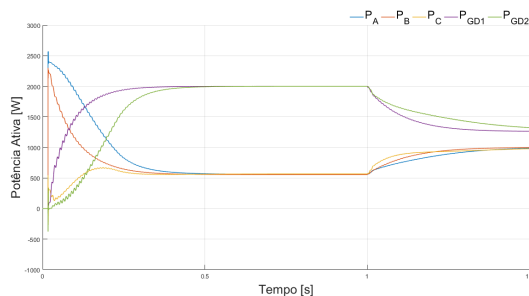


Figura 12. Curvas de potência ativa obtidas considerando uma variação na referência de potência no PAC.

Observa-se que até $t = 1,0[s]$, o comportamento das potências, após o sistema ter estabilizado, não apresentou variações. Os GDs forneceram potência ativa máxima enquanto a rede forneceu o restante de potência necessária para suprir as demandas das cargas. Entretanto, depois de $t = 1,0[s]$ a potência de saída dos GDs foi diminuída a fim de que a potência no PAC tivesse o valor de referência atingido.

Para o caso de referência de potência de $0[W]$, verifica-se que tal referência não foi atendida. Isto se deve ao fato de as potências dos GDs serem limitadas e, portanto, caso tais limites de potência sejam atingidos, torna-se necessário um fluxo de potência no PAC a fim de se atender as necessidades de suprimento do sistema. Todavia, mesmo drenando potência da rede, o sistema de controle opera de forma que as tensões e correntes estejam equilibradas, o que evidencia efetividade no propósito deste trabalho que é a compensação de desequilíbrio.

Além disso, observou-se também a variação dos coeficientes α e β mediante as condições abordadas nesta última análise. Tal comportamento dos coeficientes se encontra na Figura 13. Pode-se observar que os coeficientes de controle também não apresentaram variações até o momento em que a referência de potência no PAC foi alterada para o valor de $1000[W]$. Ademais, observa-se que o perfil do coeficiente α se assemelha ao perfil da potência ativa de saída dos GDs, o que de fato deveria acontecer tendo em vista que a potência ativa de saída dos GDs é controlada utilizando-se de tal coeficiente.

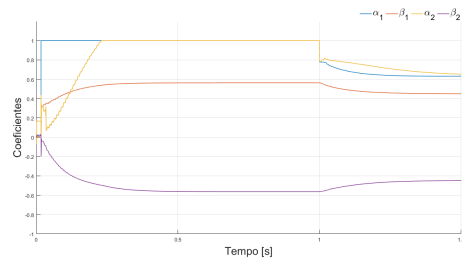


Figura 13. Variação dos coeficientes α e β considerando uma variação na referência de potência no PAC.

7. CONCLUSÃO

A análise do desequilíbrio e a busca por alternativas de mitigação do mesmo são fundamentais para que se entregue ao consumidor uma tensão de suprimento que atenda os requisitos mínimos de qualidade e se evite os efeitos danosos advindos de tal problema.

Por meio dos dados apresentados bem como das análises realizadas neste trabalho, pode-se validar o sistema de compensação implementado tendo em vista que as tensões e correntes do sistema foram mantidas em equilíbrio ou em níveis de desequilíbrio desprezíveis mesmo em condições de variação tanto na carga quanto na potência de referência no PAC.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2018). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST : Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, revisão 10.
- Brandao, D. I., Caldognetto, T., Marafão, F. P., Simões, M. G., Pomilio, J. A., Tenti, P. (2016). Centralized control of distributed single-phase inverters arbitrarily connected to three-phase four-wire microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, volume 8, n. 1, p. 437-446.
- Caldognetto, T., Tenti, P., Mattavelli, P., Buso, S., Brandao, D. I. (2015a). Cooperative compensation of unwanted current terms in low-voltage microgrids by distributed power-based control. *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, p. 1-7.
- Caldognetto, T., Buso, S., Tenti, P., Brandao, D. I. (2015b). Power-based control of low-voltage microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, volume 3, n. 4, p. 1056-1066.
- Fortescue, C. L. (1918). Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, volume 37, n. 2, p. 1027-1140.
- Kanetkar, V. R., and Sahoo, S. K. (2015). Supply power quality improvement using Steinmetz principle and network short circuit capacity. *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, p. 1-6.
- Otto, R. A., Putman, T. H., Gyugyi, L. (1978). Principles and applications of static, thyristor-controlled shunt compensators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 5, p. 1935-1945, 1978.
- Von Jouanne, A., and Banerjee, B. (2001). Assessment of voltage unbalance. *IEEE transactions on power delivery*, volume 16, n. 4, p. 782-790.