

# IMPLEMENTAÇÃO DE FUNCIONALIDADE DE AMORTECIMENTO DE PROPAGAÇÃO HARMÔNICA EM EQUIPAMENTO DE ARMAZENAMENTO E SUPORTE DE REDE

Wilson Sant'Ana<sup>1,2</sup>, Robson Gonzatti<sup>2</sup>, Germano Lambert-Torres<sup>1</sup>, Erik Bonaldi<sup>1</sup>, Rondineli Pereira<sup>2</sup>, Luiz Eduardo Borges-da-Silva<sup>2</sup>, Guilherme Pinheiro<sup>2</sup>, Carlos H. Silva<sup>2</sup>, Denis Mollica<sup>3</sup>,  
Joselino Santana Filho<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Instituto Gnarus, Itajubá – MG, Brasil

<sup>2</sup>Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá – MG, Brasil

<sup>3</sup>EDP São Paulo Distribuição de Energia, São Paulo – SP, Brasil

e-mail: wilson\_santana@ieee.org

**Resumo** – Este trabalho trata do amortecimento de propagação harmônica em linhas de distribuição, visando melhora na qualidade da tensão. A propagação harmônica ocorre devido às ressonâncias entre as impedâncias indutivas do sistema e bancos de capacitores utilizados em filtros passivos e compensadores de reativos, amplificando a distorção causada por cargas não lineares nas proximidades, e pode ser amortecida através do uso de filtros ativos emulando resistências harmônicas. Esta abordagem (ao invés do uso convencional dos filtros ativos shunt para diretamente compensar as correntes harmônicas) é muito atrativa para sistemas de distribuição, aonde as cargas não lineares estão distribuídas e inacessíveis. A contribuição principal deste artigo é a implementação desta resistência harmônica em um equipamento de armazenamento de energia e suporte de rede como uma funcionalidade extra, sem necessidade de sensores adicionais. Resultados experimentais são apresentados em uma bancada de testes.

**Palavras-chave** – Amortecimento de Ressonâncias, Conversores Multiníveis, Filtros Ativos, Resistência Harmônica.

## IMPLEMENTATION OF HARMONIC PROPAGATION DAMPING FEATURE ON A STORAGE AND GRID SUPPORT EQUIPMENT

**Abstract** – This work discusses harmonic propagation damping on distribution lines, aiming for better voltage quality. The harmonic propagation is due to resonances between the inductive impedances of the system and the capacitor banks installed in passive filters and reactive power compensators, amplifying the distortion caused by non-linear loads nearby, and can be damped with the use of active filters emulating harmonic resistances. This approach (instead of the conventional use of shunt active filters to directly compensate harmonic currents) is very attractive for distribution systems, where the

non-linear loads are distributed and inaccessible. The main contribution of this paper is the implementation of this harmonic resistance in an energy storage and grid support equipment as an extra feature, without the need of additional sensors. Experimental results are presented in a test bench.

**Keywords** – Active Power Filters, Harmonic Resistance, Multilevel Converters, Resonance Damping.

### I. INTRODUÇÃO

Os fundamentos da teoria de filtros ativos de potência foram introduzidos no início da década de 1970. Com os avanços da eletrônica de potência, durante a década de 1980, filtros ativos de potência (APF, do inglês *Active Power Filter*) tiveram aplicações práticas. Uma revisão de literatura com mais de 200 publicações relacionadas a APFs é apresentada em [1]. Esta referência classificou os APFs baseado no tipo de conversores (VSI: *Voltage Source Inverters* ou CSI: *Current Source Inverters*), topologia (série, paralelo ou híbrido) e sistema de tensões (monofásico, trifásico ou trifásico a quatro fios). A configuração dos APFs irá depender, basicamente, da sua aplicação; mas, usualmente, VSIs são preferidos, devido ao fato de serem mais leves, mais baratos e terem menores perdas do que os CSIs. Quando se necessita compensar correntes (com harmônicos, parcelas reativas ou desequilíbrios) os filtros do tipo paralelo [2] são as soluções consideradas mais adequadas; embora uma solução híbrida possa ser considerada a mais econômica, dado o custo reduzido dos conversores com especificação de potência mais baixa. Quando se necessita compensar tensões (com harmônicos, desequilíbrios, afundamentos ou elevações) os filtros do tipo série [3] são considerados as soluções mais adequadas e os híbridos as mais econômicas.

Outro fator importante a se considerar, ao selecionar a topologia do APF, é o tipo de carga. De acordo com [4], as cargas não lineares podem ser classificadas em dois tipos: cargas fontes de correntes harmônicas e cargas fontes de tensões harmônicas. O espectro harmônico de alguns tipos de carga, tais como os retificadores com indutância CC alta o suficiente para manter a corrente constante, é independente dos parâmetros da rede de alimentação; neste caso, estas cargas são chamadas cargas fontes de correntes harmônicas.

Artigo submetido em 13/07/2018. Primeira revisão em 02/09/2018. Aceito para publicação em 28/11/2018 por recomendação do Editor Marcello Mezaroba. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2019.1.0018>

Por outro lado, algumas cargas, como os retificadores com alta capacitância CC, têm tensões de entrada independentes dos parâmetros da rede de alimentação; neste caso, estas cargas são chamadas cargas fontes de tensões harmônicas. O espectro harmônico das correntes das cargas fontes de tensão é fortemente afetado pelos parâmetros da rede de alimentação.

Conforme observado, o conhecimento prévio do tipo de carga é essencial para um projeto otimizado e eficiente de filtros ativos. Entretanto, isto nem sempre é possível. Segundo [5], é difícil identificar o comportamento das cargas como fonte de tensão ou de corrente, pois isto depende, além do que está sendo imposto pela carga, da tensão em seu ponto de instalação. De acordo com [6], as cargas não lineares podem ser classificadas como cargas identificáveis e cargas não identificáveis. As cargas identificáveis são cargas de grande potência, que a concessionária conhece e sabe onde se localizam, pois impactam o sistema. Já as cargas não identificáveis são pequenas cargas que não representam problemas individualmente, mas podem impactar o sistema como um todo. Outro problema dos filtros ativos/híbridos é o fato deles precisarem ser instalados nas vizinhanças das cargas que se deseja compensar. Como o número de cargas em uma linha de distribuição pode ser alto, não seria viável economicamente o uso de um filtro para cada uma delas. Logo, ao invés de se utilizar um filtro ativo para cada carga, [6] propõe o uso de um único filtro paralelo para compensar a propagação harmônica na linha inteira. Então, apenas os efeitos (a propagação harmônica) precisariam ser tratados, ao invés de se tratar as causas (as correntes harmônicas). Portanto, seria possível a utilização de um filtro ativo de baixa potência, operando como um resistor harmônico (conhecido como RAPF ou *Resistive Active Power Filter* em algumas referências [7]–[9]), independentemente do tipo de carga e da localização destas cargas.

Os fundamentos da utilização de um filtro ativo paralelo como resistor harmônico foram, na verdade, introduzidos por [10]. O objetivo do trabalho desta referência era o amortecimento de ressonâncias entre as impedâncias da rede e os filtros passivos e bancos de capacitores (usados na compensação de reativos). Segundo os autores, o uso de resistores passivos para o amortecimento destas ressonâncias aumentaria as perdas. Por outro lado, o uso de um resistor harmônico ativo amortece apenas as componentes harmônicas e não influencia na componente fundamental, logo não há perdas. Desde então, vários autores [8], [9], [11]–[14] vêm trabalhando técnicas de otimização do valor da resistência harmônica a ser utilizada, sob circunstâncias variadas, estas técnicas serão melhor discutidas na seção II.B.

Esta abordagem de amortecimento de ressonâncias/propagação harmônica (ao invés da compensação local de cargas não lineares) é particularmente interessante e muito promissora caso utilizada como uma funcionalidade adicional nos diversos tipos de equipamentos que realizam interface com o sistema de distribuição, como os apresentados em [15], especialmente no contexto atual de redes inteligentes, geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia. Em [16] é proposto e simulado o uso desta funcionalidade em sistemas de geração distribuída. O presente trabalho trata da implementação

desta funcionalidade em um equipamento de suporte de rede, desenvolvido pelos autores em [17]. O equipamento de [17] trabalha armazenando energia em horários de baixa demanda e injetando potência na rede durante picos de demanda. No presente trabalho, sem qualquer custo adicional com sensores ou necessidade de conhecimento prévio das cargas não lineares, o equipamento também passa a amortecer a propagação harmônica da linha, contribuindo para melhor qualidade da tensão da linha.

A seção II detalha a funcionalidade de amortecimento de propagação harmônica. Como esta funcionalidade precisa emular comportamentos resistivos em determinadas frequências, as componentes harmônicas da tensão são detectadas. Os valores das resistências a serem emuladas são estimados com base nas componentes harmônicas detectadas. As correntes harmônicas a serem injetadas na rede, visando comportamento resistivo, são controladas com uso de compensadores do tipo Proporcional-Ressonante. Resultados experimentais são apresentados na seção III. A seção IV apresenta as conclusões.

## II. AMORTECIMENTO DE PROPAGAÇÃO HARMÔNICA

A Figura 1 apresenta o circuito do equipamento desenvolvido em [17]. Este circuito é formado por um conversor multinível com três pontes H em cascata [18] operando como fonte de corrente. Cada ponte H é alimentada por um banco de baterias. As baterias são carregadas pela rede durante os períodos de baixa demanda. Durante os períodos de pico de consumo, a energia armazenada nas baterias é devolvida à rede. O equipamento é ligado ao sistema de distribuição através de um transformador de acoplamento. Nesta figura, a linha de distribuição é representada por indutâncias, capacitâncias e cargas lineares e não lineares, distribuídas ao longo da linha. As indutâncias e capacitâncias distribuídas apresentam frequências de ressonâncias que podem ser excitadas pelas cargas não lineares presentes no sistema, distorcendo ainda mais as tensões na linha.

Visando amortecer essas ressonâncias, exatamente o mesmo *hardware* da Figura 1, apenas com uma adição de funcionalidade em *software*, pode ser utilizado. Esta funcionalidade sobrepõe componentes em frequências harmônicas específicas à corrente na fundamental utilizada na transferência de potência entre a rede e os bancos de baterias. O amortecimento das ressonâncias é obtido através da emulação de resistências harmônicas, uma para cada frequência de interesse. O comportamento resistivo do equipamento é obtido com base no diagrama em blocos da Figura 2. Primeiramente, calculam-se as componentes harmônicas da tensão no ponto de instalação. Estas componentes são, então, utilizadas tanto para a estimação das resistências harmônicas quanto para o cálculo das componentes harmônicas da corrente a ser injetada na rede. A parcela harmônica da corrente ( $i_{harm}$ ) é somada à parcela na fundamental ( $i_{fund}$ ) e, ambas, constituem a referência de um controlador Proporcional Ressonante (PR) para a corrente CA do conversor ( $i_s$ ). Por fim, a saída do controlador PR modula os sinais de gatilhos dos IGBTs das pontes (tal qual procedimento descrito em [18]). As sub-seções a seguir detalham as sub-funcionalidades das Figuras 1 e 2.

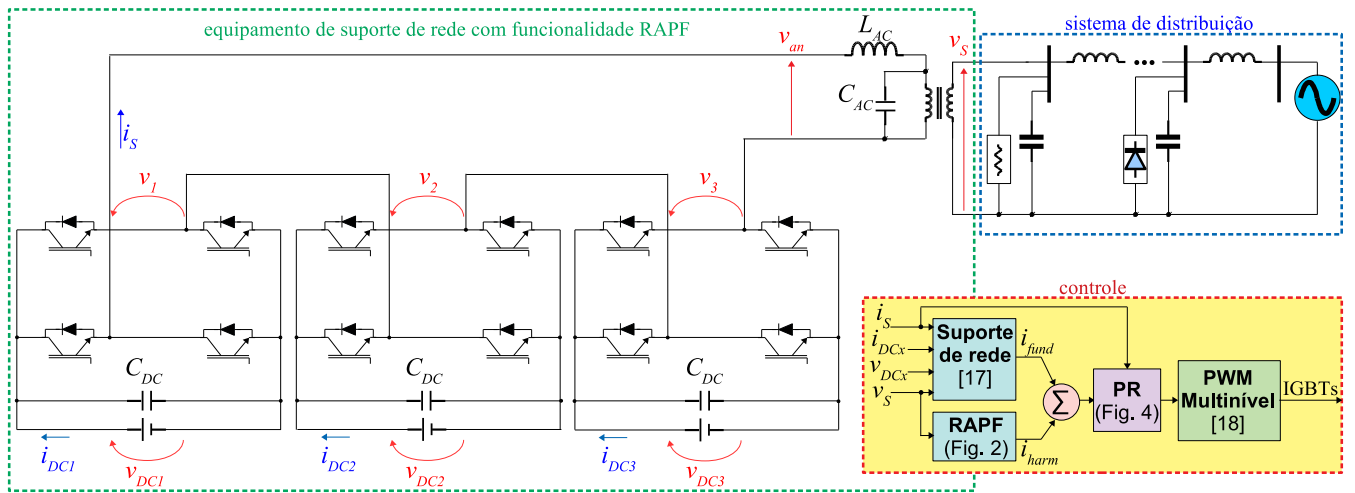


Fig. 1. Controle e circuito de potência do equipamento ligado a um sistema de distribuição genérico.

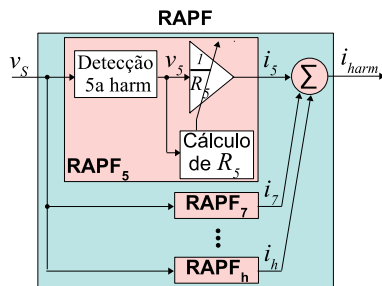


Fig. 2. Diagrama em blocos para o cálculo das componentes harmônicas da corrente, visando emulação de resistências harmônicas.

#### A. Detecção das Componentes Harmônicas da Tensão

Uma revisão de literatura sobre métodos de detecção harmônica pode ser vista em [19]. São apresentadas técnicas no domínio do tempo e da frequência, sendo as no domínio do tempo mais apropriadas para implementação em tempo real. Entretanto, muitas destas técnicas requerem transformações de coordenadas, o que também acarreta em esforço computacional elevado. Dentre as técnicas no domínio do tempo que não necessitam transformação de coordenadas, destacam-se as que introduzem altos ganhos em uma frequência específica e defasagem nula através de funções de transferência de segunda ordem com polos ressonantes. Uma destas técnicas é apresentada em [20] e é, particularmente, atrativa para sistemas monofásicos. Esta técnica é implementada no domínio contínuo da frequência  $s$  como (1).

$$H_h(s) = \frac{s^2 + \omega_h^2}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_h^2}, \quad (1)$$

sendo  $\omega_h$  a frequência de sintonia do filtro e  $\omega_c$  a largura de banda do *notch* a ser gerado.

Utiliza-se um *notch* para cada frequência que se deseja compensar. Considerando que a maioria das cargas não lineares produz distorções de ordem  $6 \cdot n \pm 1$  (com  $n = 1$ , uma vez que as ordens superiores são consideradas desprezíveis), são suficientes *notches* sintonizados na 5ª e na 7ª harmônicas. Para cargas monofásicas, ainda pode surgir uma componente na 3ª harmônica.

Como esta técnica será implementada em um sistema digital, (1) pode ser discretizada pelo método Trapezoidal/Tustin [21], resultando na equação às diferenças (2). Os parâmetros  $a_{1vh}$ ,  $a_{2vh}$ ,  $b_{0vh}$ ,  $b_{1vh}$  e  $b_{2vh}$  são obtidos através de (3).

$$v_h^-(t) = -a_{1vh} \cdot v_h^-(t-1) - a_{2vh} \cdot v_h^-(t-2) + b_{0vh} \cdot v_s(t) + b_{1vh} \cdot v_s(t-1) + b_{2vh} \cdot v_s(t-2). \quad (2)$$

$$\begin{cases} a_{0vh} = 4/T_s^2 + 4 \cdot \omega_c/T_s + \omega_h^2; \\ a_{1vh} = [-8/T_s^2 + 2 \cdot \omega_h^2]/a_{0vh}; \\ a_{2vh} = [4/T_s^2 - 4 \cdot \omega_c/T_s + \omega_h^2]/a_{0vh}; \\ b_{0vh} = [4/T_s^2 + \omega_h^2]/a_{0vh}; \\ b_{1vh} = a_{1vh}; \\ b_{2vh} = b_{0vh}, \end{cases} \quad (3)$$

sendo  $T_s$  o período de amostragem dos sinais.

É importante notar que, devido a (1) implementar um *notch*, o sinal  $v_h^-(t)$  contém todas as componentes da tensão  $v_s(t)$  exceto a componente de ordem  $h$ . Desta forma, a componente  $v_h(t)$  é obtida através de (4).

$$v_h(t) = v_s(t) - v_h^-(t). \quad (4)$$

#### B. Determinação da Resistência Harmônica e da Corrente de Compensação

A corrente de compensação a ser injetada na rede é calculada pela distorção harmônica de tensão dividida pelo valor desejado da resistência harmônica. Em geral, quanto mais baixa a resistência, melhor será a compensação. Entretanto, maior deverá ser a especificação de potência do filtro. A literatura indica diversas formas de determinação do valor ideal para a resistência harmônica do filtro. Em [11] se utiliza um modelo de parâmetros distribuídos da linha de distribuição de forma a se fazer a resistência harmônica igual à impedância característica da linha. Entretanto, esse valor é fixo e não leva em consideração variações de carga ou conexão/desconexão de bancos de capacitores de acordo com a demanda. Visando a obtenção da impedância característica

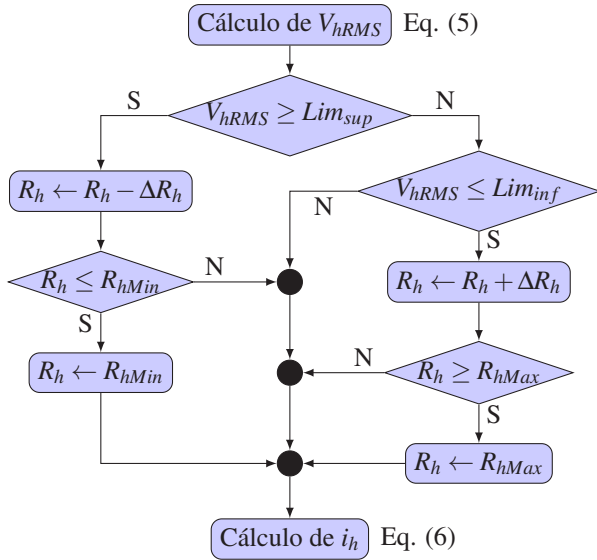


Fig. 3. Determinação da resistência harmônica e da corrente de compensação.

da linha de forma dinâmica, um estimador de parâmetros do tipo ARIMAX (Auto **R**egressive **I**ntegrated **M**oving **A**verage with **e**xternal input) é utilizado em [12]. Naquele trabalho, a tensão no barramento de instalação (parte autoregressiva com média móvel) é modelada em função da corrente do RAPF (entrada externa) e de distúrbios não mensuráveis (modelados como integradores excitados por ruído branco). A otimização de uma função de custo faz a associação dos parâmetros do modelo convergir para a impedância característica da linha.

Os RAPF emulando a impedância característica da linha, entretanto, necessitam estar instalados no fim de uma linha radial, dado que funcionam como um casamento de impedâncias. Outras técnicas mais simples, apenas tomam como referência a distorção de tensão no ponto de instalação do filtro e variam a resistência de forma que esta distorção fique dentro de certos limites pré-estabelecidos. Em [13] o THD da tensão no local de instalação é comparado contra um valor de referência (menor do que 3%). Se o valor calculado é maior do que sua referência, a resistência é decrementada e se o valor calculado é menor do que sua referência, a resistência é incrementada. Em [14] se calcula uma resistência harmônica para cada frequência a ser compensada, baseada na distorção de tensão naquela frequência. Desta forma, impedindo sobrecompensação em outras frequências.

Tem-se na Figura 3 um fluxograma para o cálculo da resistência harmônica a ser emulada pelo filtro. É importante notar que o mesmo algoritmo deve ser repetido para todas as frequências de interesse.

O algoritmo se inicia com a extração da componente harmônica de ordem  $h$  da tensão no ponto de instalação ( $v_h$ ), aplicando-se o procedimento da subseção II.A. Em seguida o valor RMS desta tensão é calculado através de (5).

$$V_{hRMS} = \sqrt{\frac{1}{n_h} \cdot \sum_{k=1}^{n_h} v_{h_k}^2}, \quad (5)$$

sendo  $n_h$  o número de pontos correspondente a um período da onda de ordem  $h$ .

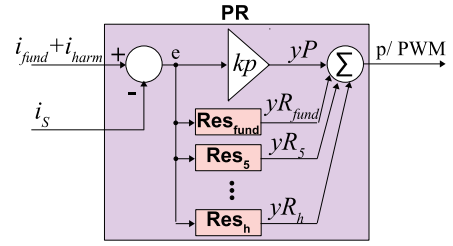


Fig. 4. Diagrama em blocos do controlador Proporcional Ressonante.

O valor RMS da componente harmônica  $h$  é comparado com um valor de referência. Caso superior, o valor da resistência harmônica  $R_h$  é decrementando de um valor  $\Delta R_h$ . Caso inferior, o valor é incrementado. Em ambos os casos, existe uma saturação em um valor mínimo  $R_{hMin}$  ou em um valor máximo  $R_{hMax}$ .

Por fim, a corrente de compensação instantânea, que fará com que o equipamento emule a resistência  $R_h$  para a frequência de ordem harmônica  $h$  é calculada como (6).

$$i_h = v_h / R_h. \quad (6)$$

### C. Controle da Corrente Harmônica por Compensador PR

De forma que a corrente CA na saída do conversor ( $i_s$ ) siga corretamente sua referência (que contém uma parcela na fundamental,  $i_{fund}$ , e uma parcela harmônica,  $i_{harm}$ ) sem erro em regime permanente, foi utilizado um controlador do tipo proporcional ressonante (PR) [22]–[24], sintonizados para cada frequência de interesse, conforme Figura 4. O ganho proporcional  $k_p$  atua principalmente no regime transitório, amplificando o erro  $e$  entre a corrente medida e sua referência e gerando uma resposta proporcional a esse erro. Entretanto, como a referência possui componentes senoidais, é necessário inserir polos ressonantes na malha, de forma a se minimizar o erro em regime permanente para essas frequências. A função de transferência no domínio contínuo da frequência  $s$  para os blocos ressonantes da Figura 4 é dada por (7).

$$Res_h(s) = \frac{yR_h(s)}{e(s)} = \frac{k_{Rh} \cdot s}{s^2 + \omega_h^2}, \quad (7)$$

sendo  $k_{Rh}$  o ganho ressonante na frequência harmônica  $\omega_h$ .

Como este controlador será implementado em um sistema digital, (7) pode ser discretizada pelo método Trapezoidal/Tustin [21], resultando na equação às diferenças (8). Os parâmetros  $a_{1ih}$ ,  $a_{2ih}$ ,  $b_{0ih}$ ,  $b_{1ih}$  e  $b_{2ih}$  são obtidos através de (9).

$$yR_h(t) = -a_{1ih} \cdot yR_h(t-1) - a_{2ih} \cdot yR_h(t-2) + b_{0ih} \cdot k_{Rh} \cdot [e(t) - e(t-2)]. \quad (8)$$

$$\begin{cases} a_{0ih} = 4/T_s^2 + \omega_h^2; \\ a_{1ih} = [-8/T_s^2 + 2 \cdot \omega_h^2] / a_{0ih}; \\ a_{2ih} = 1; \\ b_{ih} = [2/T_s] / a_{0ih}. \end{cases} \quad (9)$$

A saída do controlador PR resulta na referência de tensão para o modulador PWM. O procedimento de programação dos módulos PWM do DSP TMS320F28335, para o controle de



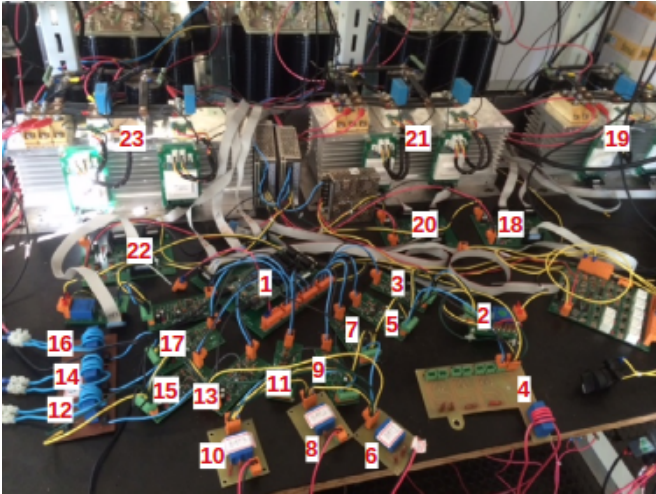


Fig. 5. Fotografia da bancada montada em [17] para os testes, cujos elementos são identificados na Tabela I.

TABELA I

Identificação da Numeração da Bancada de Testes da Figura 5 em Relação às Grandezas Indicadas na Figura 1.

1	DSP TMS320F28335
2	sensor Hall $v_S$
3	condicionamento OpAmps $v_S$
4	sensor Hall corrente $i_S$
5	condicionamento OpAmps $i_S$
6,8,10	sensor Hall $v_{DC1,2,3}$
7,9,11	condicionamento OpAmps $v_{DC1,2,3}$
12,14,16	sensor Hall $i_{DC1,2,3}$
13,15,17	condicionamento OpAmps $i_{DC1,2,3}$
18,20,22	interface optoacopladores
19,21,23	pontes H com IGBTs

três pontes H em cascata, é apresentado em [18].

### III. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

A Figura 5 apresenta uma fotografia da bancada de testes montada em [17], com seus elementos identificados na Tabela I. Os parâmetros do sistema são dados na Tabela II. O processamento dos algoritmos da seção II é realizado em um DSP TMS320F28335, da Texas Instruments. Os sinais analógicos das tensões e correntes são medidos através de sensores por efeito Hall e passam por condicionamentos de forma que se adequem aos níveis de tensão de entrada ( $0 \sim 3V$ ) do conversor AD do DSP. Os sinais são amostrados a uma taxa de 10kHz.

Visando demonstrar a eficiência da funcionalidade RAPF, uma montagem emulando uma linha de distribuição mais longa e com carga não linear do tipo fonte de tensão (com alta capacitância CC) foi utilizada, tal qual Figura 6. Com esta montagem, a carga do tipo fonte de tensão produz distorções na 3<sup>a</sup> (carga monofásica), 5<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> harmônicas (sendo a distorção na 7<sup>a</sup> ainda de baixa magnitude). Visando elevar a distorção na 7<sup>a</sup>, o banco de capacitores é sintonizado com a indutância da linha para esta frequência. Um contator permite realizar os testes com e sem o banco de capacitores, de forma que se possa analisar a compensação sob diferentes condições

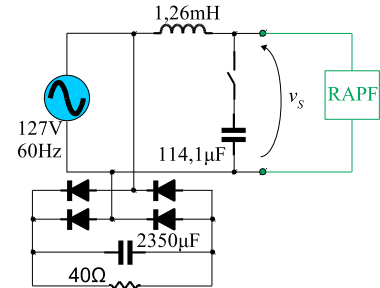


Fig. 6. Circuito emulando linha de distribuição com carga não linear do tipo fonte de tensão.

da rede.

A seguir, são feitas análises em regime permanente e transitório da compensação. Em todas as situações o algoritmo da Figura 3 é iniciado com (para  $h = 3, 5, 7$ )  $R_h = 2,0\Omega$ ,  $\Delta R_h = 40,0\mu\Omega$ ,  $R_{hMax} = 5,0\Omega$ ,  $R_{hMin} = 0,3\Omega$ ,  $Lim_{sup} = 1,2\%$  e  $Lim_{inf} = 0,5\%$ .

#### A. Análise em Regime Permanente

São analisadas as condições em que o banco de capacitores CA da Figura 6 está conectado e desconectado da linha, o que implica em diferentes perfis harmônicos na tensão.

##### 1) Banco de capacitores conectado à rede:

As Figuras 7 e 8 apresentam o caso do equipamento operando com a função de compensação de propagação harmônica desativada. A Figura 7 apresenta os sinais no domínio do tempo. Tem-se em amarelo a tensão no ponto de instalação do equipamento ( $v_S$ ) e em roxo sua corrente CA  $i_S$ . Tem-se em azul a tensão no banco de baterias de um dos elos CC ( $v_{DC1}$ , a tensão nos outros dois elos é similar). Tem-se em verde a corrente de um dos bancos de baterias ( $i_{DC1}$ , a corrente dos outros dois bancos é similar). Na condição apresentada as baterias já estão quase totalmente carregadas, logo existe uma pequena corrente em 60Hz em  $i_S$ . Da mesma forma,  $i_{DC1}$  apresenta, além do ripple em 120Hz, um pequeno valor médio negativo, indicando a carga das baterias. Nota-se que a tensão  $v_S$  é bastante distorcida e seu conteúdo harmônico será analisado na Figura 8.

A Figura 8 apresenta o espectro de frequências harmônicas da tensão no ponto de instalação do equipamento para o caso em que não se realiza a compensação de propagação harmônica. Nota-se que o THD é 7,8% e as distorções mais proeminentes são 2,7% na 3<sup>a</sup>, 5,9% na 5<sup>a</sup> e 4,0% na 7<sup>a</sup> harmônicas. Observa-se que as harmônicas de ordem superior são todas desprezíveis.

Ao se ativar a função de compensação de propagação harmônica, o sistema se inicia com uma resistência de  $2,0\Omega$  para as frequências na 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> harmônicas. De acordo com o fluxograma da Figura 3, para a situação apresentada acima, as resistências são decrementadas até que as distorções nestas frequências fiquem abaixo de 1,2%. Nesta condição, as resistências harmônicas se estabilizam em torno de  $R_3 = 0,363\Omega$ ,  $R_5 = 0,408\Omega$  e  $R_7 = 0,791\Omega$ .

As Figuras 9 e 10 apresentam o caso do equipamento operando com a função de compensação de propagação harmônica ativada. A Figura 9 apresenta os sinais no domínio do tempo. Comparando-se a tensão  $v_S$  (amarelo) com a tensão apresentada para o caso sem compensação (Figura

**TABELA II**  
Parâmetros da Bancada de Testes.

Fonte	127V
Transformador	127 V/ 440 V - 2,5 kVA
Indutor de filtro ( $L_{AC}$ )	2,77 mH
Capacitor de filtro ( $C_{AC}$ )	10 $\mu$ F
Baterias	Chumbo-Ácido 60 Ah 12 V
Banco equivalente (em cada conversor)	3 baterias em série (totalizando 36 V)
Esquema de modulação	Phase Shift PWM
Frequência de chaveamento	4980 Hz por ponte

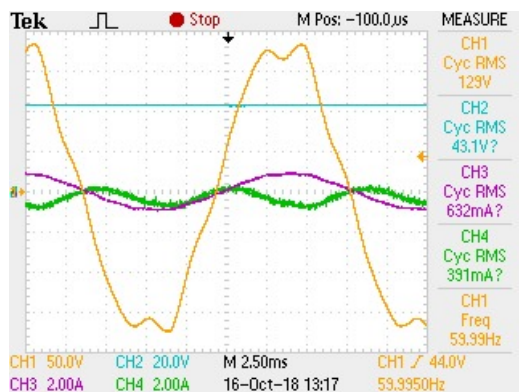


Fig. 7. Oscilografias para a condição sem compensação de propagação harmônica e com o banco de capacitores da Figura 6 conectado à rede.

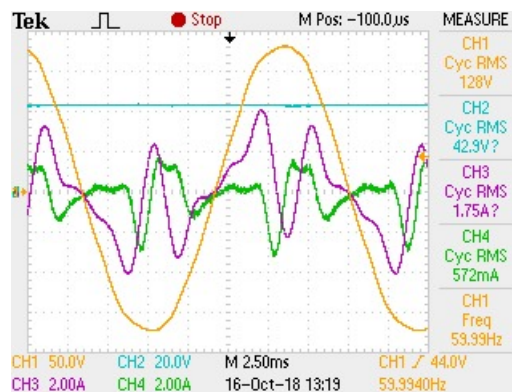


Fig. 9. Oscilografias para a condição com compensação de propagação harmônica ativada e com o banco de capacitores da Figura 6 conectado à rede.

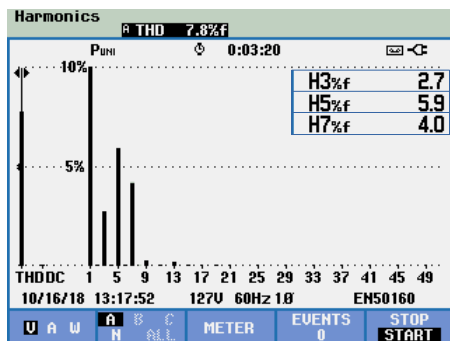


Fig. 8. Espectro harmônico da tensão da rede para a condição sem compensação de propagação harmônica e com o banco de capacitores da Figura 6 conectado à rede.

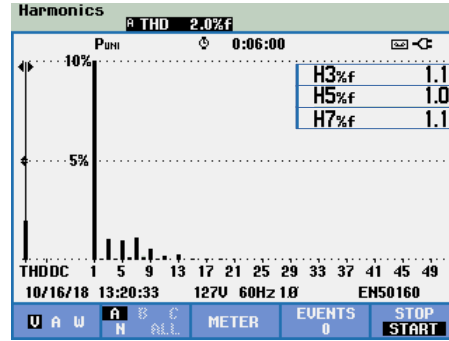


Fig. 10. Espectro harmônico da tensão da rede para a condição com compensação de propagação harmônica ativada e com o banco de capacitores da Figura 6 conectado à rede.

7), fica clara a melhora na forma de onda. Tem-se em roxo a corrente CA do equipamento ( $i_S$ ). Na condição apresentada, além da corrente na fundamental destinada a regular a tensão nas baterias, nota-se que o equipamento injeta parcelas harmônicas. Essas parcelas harmônicas são providas pelo banco de baterias, cuja corrente (verde), além do valor médio negativo, apresenta as componentes harmônicas sob forma de ripple. Entretanto, observa-se que o ripple na tensão do banco de baterias (azul) permanece desprezível (em relação a seu valor de referência).

A Figura 10 apresenta o espectro de frequências harmônicas da tensão no ponto de instalação do equipamento para o caso em que se realiza a compensação de propagação harmônica. Nota-se que, em caparação com a Figura 8, o THD cai de 7,8% para 2,0%. A distorção na 3<sup>a</sup> harmônica cai de

2,7% para 1,1%. A distorção na 5<sup>a</sup> harmônica cai de 5,9% para 1,0%. A distorção na 7<sup>a</sup> harmônica cai de 4,0% para 1,1%.

### 2) Banco de capacitores desconectado da rede:

As Figuras 11 e 12 apresentam o caso do equipamento operando com a função de compensação de propagação harmônica desativada. A Figura 11 apresenta os sinais no domínio do tempo. Tem-se em amarelo a tensão no ponto de instalação do equipamento ( $v_S$ ) e em roxo sua corrente CA ( $i_S$ ). Tem-se em azul a tensão no banco de baterias de um dos elos CC ( $v_{DC1}$ , a tensão nos outros dois elos é similar). Tem-se em verde a corrente de um dos bancos de baterias ( $i_{DC1}$ , a corrente dos outros dois bancos é similar). Na condição apresentada as baterias já estão quase totalmente carregadas, logo existe

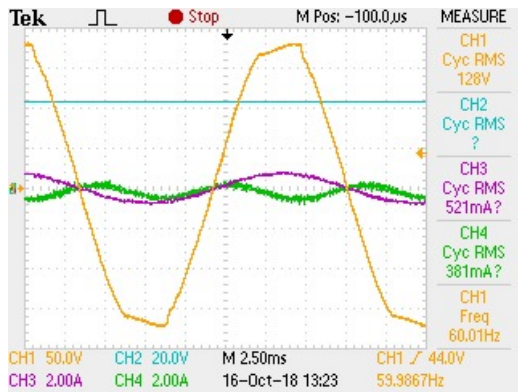


Fig. 11. Oscilografias para a condição sem compensação de propagação harmônica e com o banco de capacitores da Figura 6 desconectado da rede.

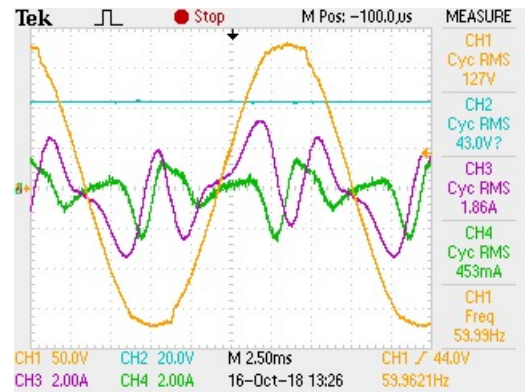


Fig. 13. Oscilografias para a condição com compensação de propagação harmônica ativada e com o banco de capacitores da Figura 6 desconectado da rede.

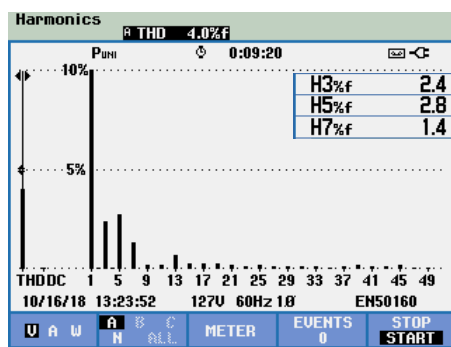


Fig. 12. Espectro harmônico da tensão da rede para a condição sem compensação de propagação harmônica e com o banco de capacitores da Figura 6 desconectado da rede.

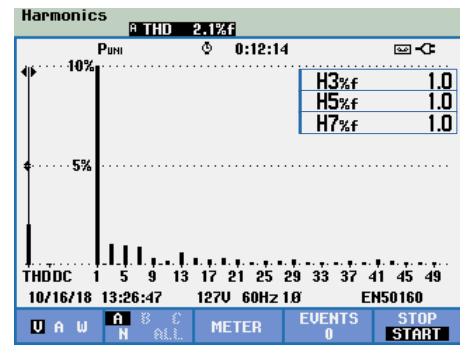


Fig. 14. Espectro harmônico da tensão da rede para a condição com compensação de propagação harmônica ativada e com o banco de capacitores da Figura 6 desconectado à rede.

uma pequena corrente em 60Hz em  $i_S$ . Da mesma forma,  $i_{DC1}$  apresenta, além do ripple em 120Hz, um pequeno valor médio negativo, indicando a carga das baterias. Nota-se que a tensão  $v_S$  não é perfeitamente senoidal e seu conteúdo harmônico será analisado na Figura 12.

A Figura 12 apresenta o espectro de frequências harmônicas da tensão no ponto de instalação do equipamento para o caso em que não se realiza a compensação de propagação harmônica. Nota-se que o THD é 4,0% e as distorções mais proeminentes são 2,4% na 3ª, 2,8% na 5ª e 1,4% na 7ª harmônicas. Observa-se que as harmônicas de ordem superior são todas desprezíveis.

É importante notar que a distorção apresentada já está abaixo dos limites impostos tanto pela norma IEEE-Std-519-2014 [25] quanto pelo PRODIST [26]. Entretanto, como forma de demonstrar a funcionalidade de compensação, foi estabelecido para o equipamento um limite superior individual de 1,2% para cada frequência harmônica a ser compensada.

Ao se ativar a função de compensação de propagação harmônica, o sistema se inicia com uma resistência de 2,0Ω para as frequências na 3ª, 5ª e 7ª harmônicas. De acordo com o fluxograma da Figura 3, para a situação apresentada acima, as resistências são decrementadas até que as distorções nestas frequências fiquem abaixo de 1,2%. Nesta condição, as resistências harmônicas se estabilizam em torno de  $R_3 = 0,357\Omega$ ,  $R_5 = 0,486\Omega$  e  $R_7 = 1,998\Omega$ .

As Figuras 13 e 14 apresentam o caso do equipamento operando com a função de compensação de propagação

harmônica ativada. A Figura 13 apresenta os sinais no domínio do tempo. Comparando-se a tensão  $v_S$  (amarelo) com a tensão apresentada para o caso sem compensação (Figura 7), fica clara a melhora na forma de onda. Tem-se em roxo a corrente CA do equipamento ( $i_S$ ). Na condição apresentada, além da corrente na fundamental destinada a regular a tensão nas baterias, nota-se que o equipamento injeta parcelas harmônicas. Essas parcelas harmônicas são providas pelo banco de baterias, cuja corrente (verde), além do valor médio negativo, apresenta as componentes harmônicas sob forma de ripple. Entretanto, observa-se que o ripple na tensão do banco de baterias (azul) permanece desprezível (em relação a seu valor de referência).

A Figura 14 apresenta o espectro de frequências harmônicas da tensão no ponto de instalação do equipamento para o caso em que se realiza a compensação de propagação harmônica. Nota-se que, em caparação com a Figura 12, o THD cai de 4,0% para 2,1%. A distorção na 3ª harmônica cai de 2,4% para 1,0%. A distorção na 5ª harmônica cai de 2,8% para 1,0%. A distorção na 7ª harmônica cai de 1,4% para 1,0%.

### B. Análise do Transitório

São analisados o comportamento do THD e das distorções na 3ª, 5ª e 7ª harmônicas em dois tipos de transitórios.

Primeiramente, com a função RAPF desativada, o banco de capacitores da Figura 6 está conectado à rede, causando a distorção mais severa, conforme Figuras 7 e 8. A Figura 15,



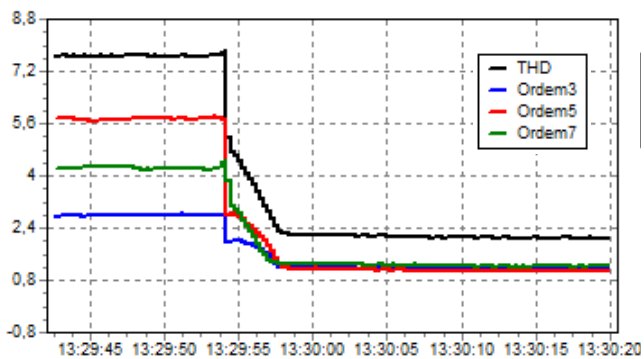


Fig. 15. Evolução dos indicadores de qualidade da tensão  $v_S$  no instante de ativação da funcionalidade RAPF.

obtida com um *logger* de qualidade de energia, apresenta o instante da ativação da função RAPF. As amostras da tensão  $v_S$  são obtidas a cada 0,25s. Cada divisão mostrada na tela corresponde a um intervalo de 5s. Tem-se, em preto, o THD percentual, calculado pelo *logger* e em azul, vermelho e verde, as distorções percentuais para a 3ª, 5ª e 7ª harmônicas, respectivamente. Observa-se que, imediatamente à ativação da funcionalidade RAPF todos os indicadores de qualidade já melhoram, dada a resistência harmônica inicial de  $2,0\Omega$ . A partir deste ponto, as resistências são apenas ajustadas em função do fluxograma da Figura 3. Para as condições mostradas na Figura 15, o tempo de ajuste é menor do que 5s. Neste intervalo, tanto o THD quanto as distorções individuais só decaem, até atingirem as condições mostradas nas Figuras 9 e 10.

Um segundo tipo de transitório, que pode ocorrer sob operação do equipamento, é o chaveamento de banco de capacitores. Isto modifica o perfil harmônico da tensão na linha. Portanto, com a funcionalidade RAPF ativada, o *logger* inicia seus registros com o banco de capacitores desconectado da rede. Nesta condição, as distorções estão todas controladas em um nível mínimo, de acordo com as Figuras 13 e 14. A Figura 16 apresenta o instante da ativação da conexão do banco de capacitores da Figura 6 à rede. Observa-se que, imediatamente à conexão do banco existe um aumento momentâneo do THD e da distorção na 7ª harmônica, dado que o valor deste banco entra em ressonância com o valor da indutância da linha nesta frequência. Como a resistência para a 7ª harmônica estava oscilando em torno de  $R_7 = 1,998\Omega$ , conforme discutido na seção III.A.2, a distorção na 7ª tenderia a aumentar. Entretanto, de acordo com o fluxograma da Figura 3, o valor desta resistência se ajusta de forma que a distorção volte para um nível abaixo do limite pré-estabelecido. Para as condições mostradas na Figura 16, o tempo de ajuste é cerca de 3s. Neste intervalo, tanto o THD quanto a distorção na 7ª harmônica só decaem, até atingirem as condições mostradas nas Figuras 9 e 10. É importante notar que as distorções na 3ª e 5ª harmônicas (sinais em azul e vermelho) não se alteram.

#### IV. CONCLUSÕES

Este trabalho abordou a implementação de uma funcionalidade (sem custos adicionais) de amortecimento de propagação harmônica em um equipamento de armazenamento e suporte de rede desenvolvido previamente.

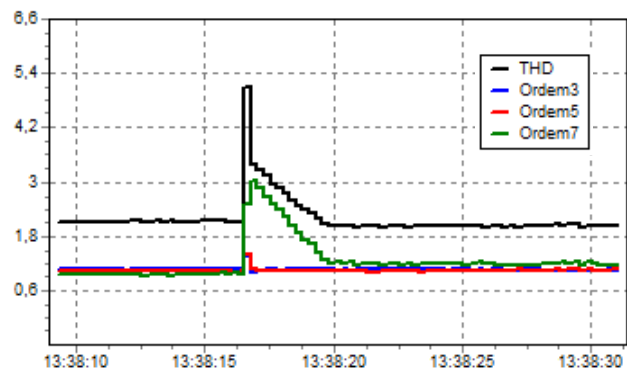


Fig. 16. Evolução dos indicadores de qualidade da tensão  $v_S$  no instante de conexão do banco de capacitores da Figura 6, com funcionalidade RAPF ativada durante a transição.

A propagação harmônica é um fenômeno resultante da ressonância entre as impedâncias indutivas do sistema com bancos de capacitores e pode ser excitada por cargas não lineares nas proximidades. O princípio do amortecimento da propagação harmônica através do uso de um filtro ativo foi apresentado. É importante notar que, ao contrário do uso convencional dos filtros ativos paralelo, não é necessário o conhecimento prévio nem o acesso aos terminais das cargas não lineares que excitam a ressonância. Isto faz com que essa utilização seja muito atrativa para linhas de distribuição, aonde as cargas não lineares estão distribuídas. Resultados experimentais foram apresentados comprovando que o equipamento original (desenvolvido para armazenamento e suporte de rede) também pôde diminuir a distorção harmônica na tensão em seu local de instalação.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer às seguintes instituições pelo apoio financeiro prestado: CNPq, CAPES, FAPEMIG e P&D ANEEL.

#### REFERÊNCIAS

- [1] B. Singh, K. Al-Haddad, A. Chandra, "A review of active filters for power quality improvement", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 46, no. 5, pp. 960–971, Oct. 1999, doi:10.1109/41.793345.
- [2] L. B. G. Campanhol, S. A. O. da Silva, A. Goedel, "Filtro ativo de potência paralelo aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios", in *Revista Eletronica de Potencia*, vol. 18, no. 1, pp. 782–792, fev 2013, doi: 10.18618/REP.2013.1.782792.
- [3] J. R. de Souza Martins, D. A. Fernandes, F. F. Costa, M. B. de Rossiter Correa, "Compensação de tensão trifásica em cargas sensíveis baseada em um sistema de controle repetitivo e mínimos quadrados", in *Revista Eletronica de Potencia*, vol. 22, no. 3, pp. 237–245, set 2017, doi:10.18618/REP.2017.3.2681.
- [4] F. Z. Peng, "Application issues of active power filters", in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 4, no. 5, pp. 21–30, Sep./Oct. 1998, doi:10.1109/2943.715502.
- [5] H. K. M. Paredes, P. H. F. dos Reis, S. M. Deckmann, "Caracterização de cargas lineares e não lineares em condições de tensões não senoidais", in *Revista*



- Eletronica de Potencia*, vol. 22, no. 1, pp. 50–62, mar 2017, doi:10.18618/REP.2017.1.2647.
- [6] H. Akagi, “New trends in active filters for power conditioning”, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 32, no. 6, pp. 1312–1322, Nov./Dec. 1996, doi:10.1109/28.556633.
- [7] X. Sun, J. Zeng, Z. Chen, “Site Selection Strategy of Single-Frequency Tuned R-APF for Background Harmonic Voltage Damping in Power Systems”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 1, pp. 135–143, Jan 2013, doi: 10.1109/TPEL.2011.2179121.
- [8] X. Sun, R. Han, H. Shen, B. Wang, Z. Lu, Z. Chen, “A Double-Resistive Active Power Filter System to Attenuate Harmonic Voltages of a Radial Power Distribution Feeder”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 9, pp. 6203–6216, Sept 2016, doi:10.1109/TPEL.2015.2500913.
- [9] H. Bai, X. Wang, F. Blaabjerg, “A Grid-Voltage-Sensorless Resistive-Active Power Filter With Series LC-Filter”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 5, pp. 4429–4440, May 2018, doi:10.1109/TPEL.2017.2717183.
- [10] T.-N. Le, M. Pereira, K. Renz, G. Vaupel, “Active damping of resonances in power systems”, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 2, pp. 1001–1008, Apr. 1994, doi:10.1109/61.296284.
- [11] K. Wada, H. Fujita, H. Akagi, “Considerations of a shunt active filter based on voltage detection for installation on a long distribution feeder”, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 4, pp. 1123–1130, Jul./Aug. 2002, doi: 10.1109/TIA.2002.800584.
- [12] W. C. Santana, K. Al-Haddad, L. E. B. da Silva, “Modeling and Active Damping of Harmonic Propagation on Electric Distribution Systems”, in *Proceedings of the IEEE Electrical Power and Energy Conference EPEC '09*, Montreal, Canada, Oct. 2009, doi:10.1109/EPEC.2009.5420880.
- [13] P. Jintakosonwitt, H. Akagi, H. Fujita, S. Ogasawara, “Implementation and performance of automatic gain adjustment in a shunt-active filter for harmonic damping throughout a power distribution system”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 3, pp. 438–447, May 2002, doi: 10.1109/TPEL.2002.1004252.
- [14] T. L. Lee, S. H. Hu, “Discrete Frequency-Tuning Active Filter to Suppress Harmonic Resonances of Closed-Loop Distribution Power Systems”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 1, pp. 137–148, Jan 2011, doi:10.1109/TPEL.2010.2052833.
- [15] P. Tenti, T. Caldognetto, S. Buso, D. I. Brandao, “Control of utility interfaces in low-voltage microgrids”, in *Revista Eletronica de Potencia*, vol. 20, no. 4, pp. 373–382, nov 2015, doi: 10.18618/REP.2015.4.2556.
- [16] N. Pogaku, T. C. Green, “Harmonic mitigation throughout a distribution system: a distributed-generator-based solution”, in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, no. 3, pp. 350–358, May 2006, doi:10.1049/ip-gtd:20050086.
- [17] W. Sant’Ana, R. Gonzatti, G. Lambert-Torres, E. Bonaldi, R. Pereira, L. E. B. da Silva, C. H. Silva, G. Pinheiro, D. Mollica, J. S. Filho, “Suporte e formação de micro-redes através de conversor multinível”, in *Anais do XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA2018*, Joao Pessoa-PB, Brazil, Set 2018, doi:10.20906/CPS/CBA2018-0485.
- [18] W. Sant’Ana, R. Gonzatti, B. Guimaraes, G. Lambert-Torres, E. Bonaldi, R. Pereira, L. E. B. da Silva, C. Ferreira, L. de Oliveira, G. Pinheiro, C. H. da Silva, C. Salomon, D. Mollica, J. S. Filho, “Development of a multilevel converter for power systems applications based on DSP”, in *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Niteroi-RJ, Brazil, maio 2018, doi:10.1109/SBSE.2018.8395608.
- [19] L. Asiminoaei, F. Blaabjerg, S. Hansen, “Detection is key - Harmonic detection methods for active power filter applications”, in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 13, no. 4, pp. 22–33, Jul./Aug. 2007, doi:10.1109/MIA.2007.4283506.
- [20] M. J. Newman, D. N. Zmood, D. G. Holmes, “Stationary frame harmonic reference generation for active filter systems”, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 6, pp. 1591–1599, Nov 2002, doi:10.1109/TIA.2002.804739.
- [21] C. L. Phillips, H. T. Nagle, *Digital Control Systems Analysis and Design*, 3rd ed., Prentice Hall, Inc., Upper Saddle River, New Jersey, 1995.
- [22] R. B. Gonzatti, S. C. Ferreira, C. H. da Silva, L. E. B. da Silva, G. Lambert-Torres, L. G. F. Silva, “Hybrid active power filter applied to harmonic compensation of current-source type and voltage-source type nonlinear loads”, in *2013 Brazilian Power Electronics Conference*, pp. 1257–1262, Oct. 2013, doi:10.1109/COBEP.2013.6785277.
- [23] S. A. O. da Silva, L. B. G. Campanhol, V. D. Bacon, L. P. Sampaio, “Single-phase grid-connected photovoltaic system with active power line conditioning”, in *Revista Eletronica de Potencia*, vol. 20, no. 1, pp. 8–18, fev 2015, doi: 10.18618/REP.2015.1.008018.
- [24] C. X. Rocha, J. R. Camacho, E. A. A. Coelho, W. A. Parreira, “Selective three-phase current reference generation using multi-resonant method for shunt active power filter”, in *Revista Eletronica de Potencia*, vol. 22, no. 1, pp. 19–30, mar 2017, doi: 10.18618/REP.2017.1.2642.
- [25] “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, in *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, pp. 1–29, June 2014, doi:10.1109/IEEESTD.2014.6826459.
- [26] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “PRODIST - Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica”, *revisão 10*, 2018.

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Wilson Cesar Sant'Ana** Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (2001), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2004 e 2016, respectivamente). Atualmente é pesquisador adjunto no Instituto Gnarus. Tem experiência com desenvolvimento de hardware e software para microcontroladores, DSPs e FPGAs. Possui interesses profissionais nas áreas de manutenção preditiva de máquinas elétricas, eletrônica de potência e sistemas de controle.

**Robson Bauwelz Gonzatti** Possui graduação em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade Federal de Itajubá (2011), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2012) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2015). Atualmente é Professor Adjunto A da Universidade Federal de Itajubá. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Eletrônica Industrial, Sistemas e Controles Eletrônicos. Atuando principalmente nos seguintes temas: Filtro Ativo Híbrido, Controle, Compensação Harmônica.

**Germano Lambert-Torres** Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da PS Soluções, desde 2010. Pesquisador-Associado e Coordenador do Conselho Técnico-Científico do Instituto Gnarus, desde 2012. Professor Titular da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 1983-2012. Instrutor e Consultor da FUPAI, desde 1983. Engenheiro Eletricista, formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), em 1982. Mestre em Engenharia Elétrica pela EFEI, em 1986. Doutor em Engenharia Elétrica pela École Polytechnique de Montreal, Canadá, em 1990. Tem sido Consultor e Instrutor de diversas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil e no exterior, agências reguladoras, como ANEEL e ANP, e empresas como Petrobras, CSN e Vale. É Fellow do IEEE.

**Erik Leandro Bonaldi** Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (1999), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2002 e 2006, respectivamente). Atualmente é sócio-gerente da PS Soluções e pesquisador associado ao Instituto Gnarus. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Automação Eletrônica de Processos Elétricos e Industriais, atuando principalmente nos seguintes temas: manutenção preditiva, análise da assinatura elétrica, inteligência artificial e rough sets classifier.

**Rondineli Rodrigues Pereira** Professor de Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. É doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2011). Possui mestrado em Engenharia Elétrica (2009) e graduação em Engenharia da Computação (2006) pela Universidade Federal de Itajubá. Atua nas áreas de Eletrônica de Potência, Processamento Digital de Sinais, Algoritmos de Controle para Filtros Ativos de Potência, Filtragem Adaptativa e Sistemas de Controle.

**Luiz Eduardo Borges da Silva** Graduação e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (1977 e 1982, respectivamente) e doutorado em

Engenharia Elétrica pela Ecole Polytechnique de Montreal (1988). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Itajubá. Desde 1996 Coordenador do Grupo de Eletrônica e Controle Industrial da UNIFEI. Membro de diversas comissões governamentais e agências reguladoras, tais como: Ministério da Educação, Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Membro da Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria (FUPAI) desde 1978 e Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Itajubá (FAPEPE) desde 2005. É Senior Member do IEEE.

**Guilherme Gonçalves Pinheiro** Doutorando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2016). Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Automação e Controle pela Universidade de Uberaba (2010). Possui experiência em supervisão de manutenção, instrumentação e processos industriais para indústrias de alimentos. Além de conhecimentos em sistemas supervisórios, controladores lógico programáveis, proteção, geração e distribuição de energia elétrica.

**Carlos Henrique da Silva** Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de São João Del-Rei (2002), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2005 e 2009, respectivamente). É professor adjunto da Universidade Federal de Ouro Preto. Atualmente, pós-doutorando na Universidade Federal de Itajubá. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Atua principalmente nos seguintes temas: Filtros Ativos e DSP.

**Denis Mollica** Possui graduação em Engenharia Elétrica e MBA em Gerência Empresarial, Engenharia Elétrica e Eletrônica pela Universidade de Taubaté, em 2000 e 2005, respectivamente. É pós-graduado pela Fundação Getúlio em Governança de TI, Governança Avançada de TI (2010). Está na EDP Brasil desde 1997, onde ocupou diversos cargos, atualmente é Gestor Executivo de Engenharia e Sistemas da Unidade de Distribuição de Energia.

**Joselino Santana Filho** Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Mogi das Cruzes (2004). É pós-graduado pela Fundação Getúlio no curso MBA em Gestão Empresarial (2011). Atualmente é Engenheiro Eletricista de Estudos e Projetos da área de Desenvolvimento Tecnológico da Bandeirante Energia S A. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Medição, Controle, Correção e Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Atualmente está voltado para a convergência da Distribuição ao Smart Grid.