

Detecção de Impedância Online para Conversores Fonte de Tensão através da Transformada Discreta de Fourier

André G. P. Alves, Luís G. B. Rolim, Robson F. S. Dias,
Paulo T. P. Santos

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, RJ, (e-mails: andreacguilherme@poli.ufrj.br, rolim@poli.ufrj.br, dias@dee.ufrj.br, p.152@hotmail.com).

Abstract: This work utilizes an impedance estimation methodology based in the discrete Fourier transform, expanding its use toward conventional applications associated with voltage source converters. Such applications include the integration of renewable energy resources with the grid, reactive power compensation and inductive load feeding. Simulation results are utilized to validate the study.

Resumo: Este trabalho utiliza uma metodologia de estimação de impedância através da transformada discreta de Fourier, expandindo o seu uso para aplicações convencionais associadas a conversores fonte de tensão. Tais aplicações incluem a integração de fontes renováveis de energia com a rede elétrica, compensação de potência reativa e alimentação de cargas com característica indutiva. Resultados de simulação são utilizados para validar o estudo.

Keywords: Control; Discrete Fourier transform; Impedance estimation; Parameter adjustment; Voltage source converter.

Palavras-chaves: Ajuste de parâmetros; Controle; Conversor fonte de tensão; Estimação de impedância; Transformada discreta de Fourier.

1. INTRODUÇÃO

Conversores fontes de tensão (VSC) vêm sendo amplamente utilizados no sistema elétrico. Aplicações como em integração de fontes renováveis com a rede através de Geração Distribuída (GD) (Alves et al. (2018)), compensação reativa através de compensadores estáticos (Jeon et al. (2019)), e acionamentos de máquinas elétricas (Jiang et al. (2020)), são exemplos onde se tem o VSC acoplado a um sistema associado a uma impedância.

Tal impedância interfere diretamente na operação dos VSCs, uma vez que os controladores utilizados tradicionalmente devem ser ajustados de acordo com seu comportamento, que por sua vez influenciam na estabilidade e no desempenho dinâmico do sistema em questão (Luhtala et al. (2019)). Além disso, fenômenos decorrentes de ressonância (Zou et al. (2018)), seja em baixa ou alta frequência, podem ocorrer devido à excitação da respectiva frequência de forma não intencional, devido ao desconhecimento do comportamento completo da planta. Esta situação poderia também ser uma consequência da interação entre o sistema de controle em malha fechada com a planta, considerando que sua resposta não é conhecida para uma ampla faixa de frequências.

Desta forma, são necessárias metodologias para detecção da impedância da rede local para evitar os problemas mencionados anteriormente, bem como projetar adequadamente os controladores utilizados na respectiva aplicação. A literatura apresenta diversos algoritmos para a obtenção da impedância durante a operação do conversor conectado à rede. Assiminoaei et al. (2005) mostram uma metodologia de cálculo utilizando a Transformada Discreta de Fourier (TDF), onde é utilizada uma forma de cálculo tipo soma corrida¹ para a obtenção dos coeficientes durante a operação de um VSC alimentado por um sistema fotovoltaico conectado à rede. Um harmônico não característico é injetado na rede de forma a produzir uma perturbação de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), possibilitando o processo de estimação. Ciobotaru et al. (2007) apresentam um método que utiliza perturbações de potência ativa e reativa para efetuar a estimação da impedância da rede, sendo necessários dois pontos de operação para o cálculo. A metodologia é utilizada em um inversor monofásico conectado à rede com alimentação a partir de um sistema fotovoltaico. Uma abordagem a partir de modelo preditivo em controle de potência direto é proposta por Arif et al. (2015), possibilitando a estimação da indutância da rede durante a operação e sua atualização no algoritmo do controle do conversor. Roinila et al. (2013); Roinila and Messo (2018) propuseram métodos que utilizam a injeção de um sinal de corrente contendo uma ampla faixa de frequências, do tipo binário pseudoaleatório

* Os autores gostariam de agradecer ao apoio financeiro dado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Código 001, bem como ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE)

¹ Método onde o somatório é atualizado a cada iteração e evita o armazenamento desnecessário de dados.

(PRBS) e sequências ternárias, objetivando assim perturbar a rede, medir a perturbação em termos das tensões e correntes, e assim obter sua resposta em frequência. Uma abordagem utilizando o domínio harmônico estendido foi proposta por Esparza et al. (2019), onde o modelo do VSC conectado à rede é estimado através do método não linear de mínimos quadrados, sendo vantajoso devido a ausência da necessidade de sincronização das medições.

Este trabalho utiliza a abordagem proposta por Asiminoaei et al. (2005) como base para estimar a impedância da rede através da TDF, porém ajustando e adequando seu uso de acordo com as respectivas aplicações de VSC conectados a um sistema elétrico. São utilizadas simulações para verificar os resultados, sendo possível mostrar a validade da metodologia de estimação de impedância, bem como das adequações feitas.

Com relação à organização do trabalho, a seção 2 apresenta a metodologia de estimação de impedância utilizando a TDF. A seção 3 mostra simulações efetuadas para as aplicações de VSC abordadas neste trabalho, bem como as respectivas adequações necessárias para a implementação do método. A seção 4 resume os principais pontos atingidos e conclui o artigo.

2. METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA

A Figura 1 mostra, de uma forma geral, o fluxograma para detecção da impedância do sistema conectado ao VSC, onde primeiramente são injetadas correntes harmônicas em sua saída, em seguida medidas a corrente e a tensão no PAC, utilizado um algoritmo para o cálculo da TDF com soma corrida, e ao final de um período de cálculo, a impedância do sistema é estimada. As etapas envolvendo o cálculo da TDF e do cálculo da impedância serão detalhadas nesta seção.

2.1 Cálculo da TDF

O primeiro passo para o cálculo consiste em definir o número de pontos que irá compor um período fundamental da forma de onda a ser analisada. Considerando uma frequência de amostragem f_s utilizada no processo, e uma frequência fundamental de interesse f_1 , o número de pontos N é dado por:

$$N = \frac{f_s}{f_1}. \quad (1)$$

Em seguida, devem ser calculados os coeficientes a_h e b_h segundo a formulação matemática do algoritmo, onde h é a ordem do harmônico. Como é utilizado o método de soma corrida abordado por Asiminoaei et al. (2005), considerando que é amostrada uma tensão v^k , onde k denota a ordem da amostra, vêm:

$$a_h^k = a_h^{k-1} + v^k \times \cos \frac{2\pi kh}{N}, \quad (2)$$

$$b_h^k = b_h^{k-1} + v^k \times \sin \frac{2\pi kh}{N}. \quad (3)$$

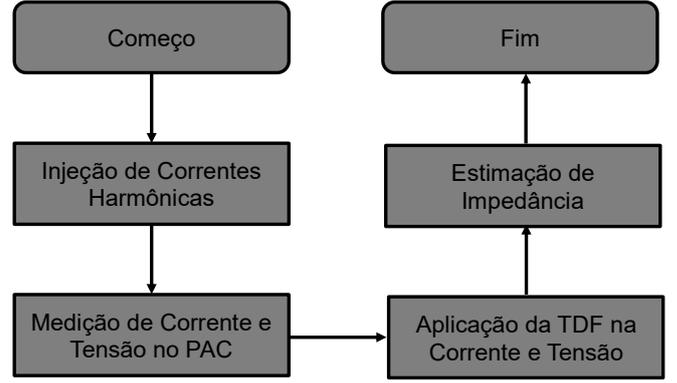


Figura 1. Fluxograma para a metodologia de estimação de impedância do sistema.

Após a N -ésima iteração, faz-se o cálculo da amplitude de tensão V_h e de seu ângulo de fase θ_{V_h} como se segue:

$$V_h = \frac{2}{N} \sqrt{a_h^2 + b_h^2}, \quad (4)$$

$$\theta_{V_h} = -tg^{-1} \frac{b_h}{a_h}. \quad (5)$$

A Figura 2 mostra a sequência de etapas que compõem o algoritmo. Deve-se ressaltar que o mesmo procedimento é feito tanto para tensão quanto para corrente, possibilitando então o cálculo das grandezas necessárias para a estimação de impedância, que será detalhada a seguir.

2.2 Estimação de Impedância

A Figura 3 mostra, em conjunto com o algoritmo proposto por Asiminoaei et al. (2005) para a estimação de impedância, a metodologia de controle para um VSC conectado a uma rede elétrica durante o processo de estimação. A rede elétrica é modelada através de seu equivalente de Thévenin, composto por uma fonte de tensão e impedância. Analisando-se do ponto de vista de circuito elétrico monofásico, é possível escrever a seguinte equação:

$$Z_s = \frac{\dot{V}_p - \dot{V}_s}{\dot{I}_s}, \quad (6)$$

onde V_p é a tensão medida no PAC, V_s seria a tensão do equivalente de Thévenin da rede, I_s a corrente elétrica que flui do conversor para a rede, e Z_s a impedância a ser estimada. Notando-se que como a amplitude e a fase de V_s não são conhecidas com exatidão, seria necessário um processo inicial de detecção para se utilizar de (6) no processo de estimação de impedância. Uma alternativa, entretanto, é excitar o sistema elétrico com uma frequência diferente de sua fundamental, tal que V_s possa ser considerada zero em tal operação.

Considerando que o VSC é capaz de injetar na rede correntes harmônicas conforme desejado devido a um controle por banda de histerese, e se tem acesso às medidas de corrente e tensão no PAC, são utilizadas (2),(3),(4),(5) para ambas as grandezas, obtendo-se assim suas amplitudes I_h e V_h , bem como seus ângulos de fase θ_{I_h} e θ_{V_h} . Desta forma, é possível então estimar os parâmetros do sistema,

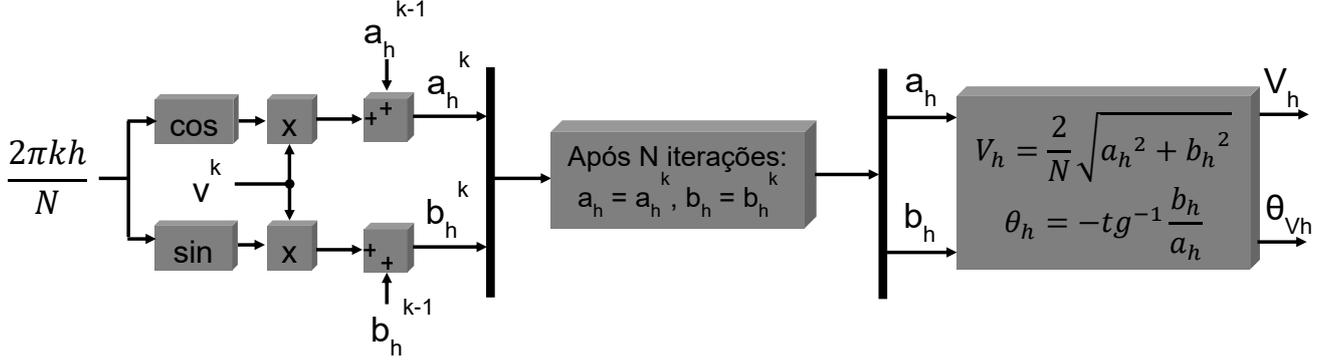


Figura 2. Metodologia de cálculo da Transformada Discreta de Fourier por soma corrida.

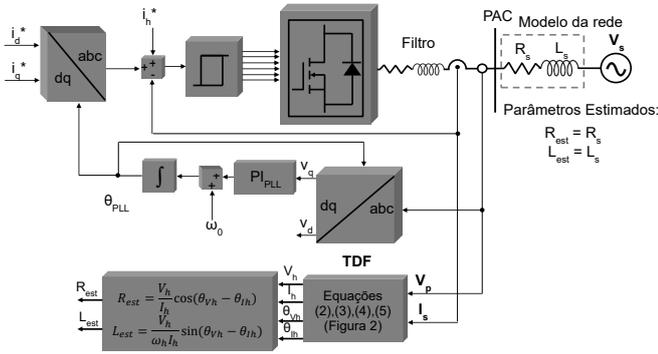


Figura 3. Controle de corrente utilizado nas aplicações de VSC.

considerando sua composição por uma resistência R_{est} e indutância L_{est} , como se segue:

$$R_{est} = \frac{V_h}{I_h} \cos(\theta_{V_h} - \theta_{I_h}), \quad (7)$$

$$L_{est} = \frac{V_h}{\omega_h I_h} \sin(\theta_{V_h} - \theta_{I_h}). \quad (8)$$

A injeção harmônica feita será escolhida de acordo com o tipo de aplicação. Ressaltando-se que, no caso da integração de VSC com uma rede elétrica, a frequência escolhida é diferente da frequência de operação devido à influência da tensão do equivalente de Thévenin como mostrado em (6). Outro ponto que deve ser ressaltado é na escolha do controlador por banda de histerese para sintetizar as correntes durante tal operação. A escolha é justificada pelo fato de que, a priori, não se teria acesso aos parâmetros do sistema para que seja feito o projeto adequado dos controladores tradicionais, como por exemplo os do tipo Proporcional Integral (PI) utilizados na estratégia de controle no referencial síncrono (Teodorescu et al. (2011)).

3. SIMULAÇÕES DE APLICAÇÕES PRÁTICAS DE VSC

Nesta seção, aplicações de VSC como em GD fotovoltaica, compensador estático de reativo e alimentação de cargas com característica RL são utilizadas para exemplificar o

Tabela 1. Parâmetros utilizados.

Parâmetro	Valor
Tensão CC do VSC	400 V
Tensão CA da rede	220 V
Frequência do sistema	60 Hz
Frequência de amostragem	60 kHz
Resistência do filtro	0,5 Ω
Indutância do filtro	2,0 mH
Frequência de Chaveamento	60 kHz
Modelo da Rede	$R_s = 0,2 \Omega, L_s = 0,5 mH$
$PI_{PLL}(s)$	480 + 115.190/s

uso do método de estimação de impedância, bem como as adequações necessárias em cada uma delas. A Figura 3, já mencionada na seção anterior, representa o sistema sob estudo contendo o VSC conectado a um sistema elétrico. Os parâmetros utilizados para o sistema e para o controle durante as aplicações estão contidos na Tabela 1.

3.1 GD Fotovoltaica

Neste caso de aplicação, a potência injetada na rede elétrica pelo VSC é proveniente de um arranjo fotovoltaico instalado no lado CC do conversor, de forma que a corrente i_d^* é uma consequência do balanço energético entre o lado CC e o lado CA, de forma que em momentos de geração, já existem correntes senoidais de saída do VSC. Para a implementação do método de estimação de impedância, é injetada uma componente de 90 Hz com amplitude igual a 10% da corrente de operação, com o intuito de não interferir nos múltiplos da componente fundamental da rede elétrica, mas também se mantendo numa faixa próxima à mesma, de tal forma que a impedância medida tenha o mesmo tipo de comportamento em ambas. Considerando que as frequências de interesse seriam, então, de 60 Hz pela característica da rede e 90 Hz pela injeção harmônica, define-se 30 Hz como frequência fundamental para o algoritmo, que possui as frequências anteriores como suas múltiplas, definindo assim um período de cálculo para a TDF igual a, aproximadamente, 33,3 ms. Utilizando (1), têm-se então uma janela de 2000 pontos para compor tal período.

Ressalta-se aqui que, por se tratar de um cálculo através da TDF, a escolha da janela de análise é crucial, devendo possuir uma quantidade inteira de períodos fundamentais para que o resultado seja o mais exato possível. Como a

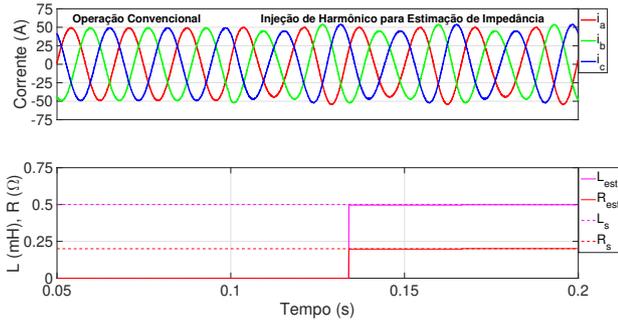


Figura 4. Estimação de impedância para o caso de uma GD fotovoltaica.

menor quantidade não nula e inteira de períodos fundamentais é 1, foi então escolhida para definir o intervalo de análise. Além disso, conforme mencionado em Asiminoai et al. (2005), a frequência harmônica a ser injetada deve ser diferente das frequências características da rede elétrica, uma vez que podem existir componentes nestas frequências durante a operação, o que afetaria no processo de detecção. Considerando as condições anteriores, foi selecionada uma frequência interharmônica que possuísse um máximo divisor comum com a frequência da rede elétrica, resultando na escolha mostrada no parágrafo anterior.

Os resultados de simulação para este caso são mostrados na Figura 4, onde inicialmente se tinham correntes senoidais de saída do VSC para a rede, devido à geração fotovoltaica, e a injeção harmônica é feita a partir do instante 0,1 s, sendo a estimação de impedância ocorrida a cada intervalo de 33,3 ms. Apesar de ser suficiente apenas um período de cálculo, foi feito o processo de estimação até o instante 0,2 s, com o intuito de demonstrar a consistência nos resultados obtidos. É possível notar que os valores estimados R_{est} e L_{est} são aproximadamente iguais aos dados do sistema, com um erro mínimo de 0,28% e erro máximo de 1,2%.

3.2 Compensador Estático de Reativo

Na aplicação em questão, o conversor deve compensar potência reativa na interação com a rede elétrica, objetivando regular a tensão no PAC, o que equivale a ter uma referência de corrente i_q^* . Entretanto, como não há uma fonte de energia no lado CC além de um capacitor, é possível manter as correntes de saída do conversor iguais a zero antes do processo de medição de impedância da rede, o que seria desejado durante uma primeira conexão do conversor com o sistema. A frequência da corrente harmônica a ser injetada nesta aplicação é também de 90 Hz, com amplitude igual a 10% da corrente nominal. Seguindo o mesmo procedimento da aplicação anterior, a janela utilizada para o cálculo da TDF possui também 2000 pontos, definindo um período de cálculo igual a, aproximadamente, 33,3 ms.

Os resultados de simulação para este caso são mostrados na Figura 5, onde inicialmente se tem correntes controladas com amplitude zero, uma vez que é conveniente e possível ser efetuado primeiramente apenas o processo de estimação de impedância, que por sua vez se inicia em 0,1 s com a injeção harmônica, sendo estimados os parâmetros

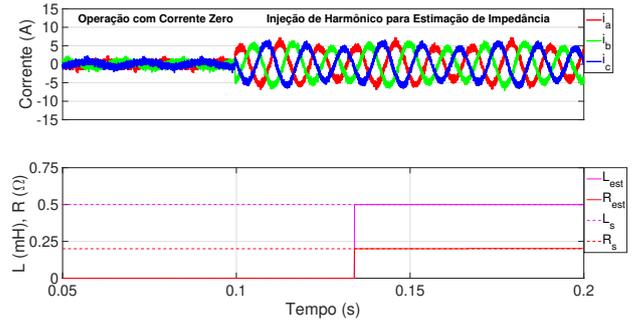


Figura 5. Estimação de impedância para um compensador estático de reativo.

da rede a cada 33,3 ms, com um erro mínimo de 0,04% e erro máximo de 0,85%.

Comenta-se aqui que a amplitude do interharmônico nos casos anteriores foi escolhida sabendo-se das limitações dos sensores de tensão e corrente utilizados em aplicações práticas, os quais são calibrados em torno de uma certa faixa de operação com o objetivo de garantir um comportamento linear e precisão. Em termos de simulação, amplitudes ainda menores poderiam ser adotadas sem comprometer a exatidão do processo de detecção, entretanto, não teriam utilidade prática.

3.3 Alimentação de Carga RL

Cargas com característica de impedância do tipo RL, como por exemplo máquinas elétricas, também são um campo possível de aplicação onde a impedância é necessária no ajuste de controladores (Wu et al. (2018)). Neste caso, é utilizado o modelo de uma carga RL tal que $R_s = 0,5 \Omega$ e $L_s = 1,0 mH$, possuindo um fator de potência de aproximadamente 0,8 em 60 Hz. Devido à aplicação em questão, são injetadas correntes na própria frequência fundamental para o processo de estimação, considerando uma situação inicial cuja função é apenas medir sua impedância. Com esta escolha de frequência a ser injetada, tem-se então um período de cálculo da TDF de aproximadamente 16,7 ms, definindo uma janela de 1000 pontos através de (1).

Os resultados de simulação são mostrados na Figura 6, onde a injeção de correntes é feita no instante 0,1 s, sendo estimados os parâmetros da carga a cada intervalo de 16,7 ms, com um erro mínimo de 0,18% e erro máximo de 1,36%.

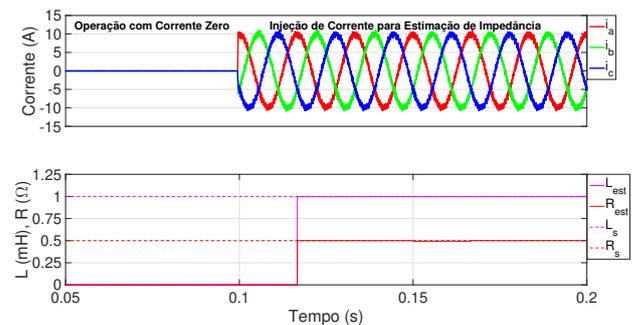


Figura 6. Estimação de impedância de uma carga RL.

Tabela 2. Resumo dos resultados obtidos.

Aplicação	Parâmetros (R,L)	f_h	ϵ_{min}	ϵ_{max}
GD	$0,2\ \Omega$ $0,5\ mH$	90 Hz	0,28%	1,2%
Compensador	$0,2\ \Omega$ $0,5\ mH$	90 Hz	0,04%	0,85%
Carga RL	$0,5\ \Omega$ $1\ mH$	60 Hz	0,18%	1,36%

Com o intuito de resumir os resultados obtidos nas aplicações apresentadas anteriormente, a Tabela 2 apresenta as aplicações simuladas, os parâmetros de estimação, a frequência f_h das correntes injetadas, e os erros mínimo, ϵ_{min} , e máximo, ϵ_{max} , obtidos em cada situação. Pode-se concluir que o menor erro obtido ao longo do estudo foi de 0,04%, e o maior erro, de 1,36%, caracterizando um conjunto satisfatório de resultados, validando o estudo.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a estimação de impedância de sistemas elétricos em aplicações envolvendo VSC, onde utilizou-se a proposta de Asiminoaei et al. (2005) como metodologia base, através da transformada discreta de Fourier, e foram utilizados ajustes e adequações de acordo com cada aplicação, principalmente na escolha de harmônicos injetados, tamanho da janela de cálculo e controle de corrente. Foi utilizado um controlador por banda de histerese, uma vez que este controlador independe do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema elétrico para operação.

Os procedimentos de cálculo, tanto para a TDF através de soma corrida, quanto para a estimação de impedância através da injeção de correntes harmônicas no sistema, foram devidamente detalhados. Os ajustes foram feitos de acordo com as respectivas aplicações, sendo exemplificados casos de geração distribuída fotovoltaica, compensadores estáticos de potência reativa e alimentação de cargas do tipo RL, sendo o caso das máquinas elétricas. Os resultados mostrados nas Figuras 4, 5 e 6 indicam que a metodologia foi, de fato, capaz de estimar a impedância dos modelos utilizados para a rede elétrica e carga, onde o erro mínimo do processo de estimação foi de 0,04%, e o erro máximo de 1,36%, sendo satisfatórios.

Entretanto, o método utilizado apenas faz a estimação de impedância para uma frequência por vez, de forma que foi possível observar o comportamento do sistema próximo à frequência fundamental, já possibilitando o ajuste de controladores tradicionais, porém sendo ainda insuficiente para demais análises, como por exemplo no estudo de ressonâncias, onde seriam necessárias outras iterações do método para as demais frequências. Uma estratégia mais adequada para este tipo de estudo seria a utilização de métodos de aplicação de um sinal com uma ampla faixa de frequências, por exemplo PRBS ou sequências ternárias, possibilitando assim a estimação da resposta em frequência do sistema.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro providenciado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Código 001, pelo Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) e pela rede CYTED/MEIHAPER.

REFERÊNCIAS

- Alves, A.G.P., da Silva Dias, R.F., and Rolim, L.G.B. (2018). Smooth synchronization method for the reconnection of islanded microgrids. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 1–6. doi:10.1109/SBSE.2018.8395527.
- Arif, B., Tarisciotti, L., Zanchetta, P., Clare, J.C., and Degano, M. (2015). Grid parameter estimation using model predictive direct power control. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(6), 4614–4622. doi:10.1109/TIA.2015.2453132.
- Asiminoaei, L., Teodorescu, R., Blaabjerg, F., and Borup, U. (2005). Implementation and test of an online embedded grid impedance estimation technique for pv inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52(4), 1136–1144. doi:10.1109/TIE.2005.851604.
- Ciobotaru, M., Teodorescu, R., Rodriguez, P., Timbus, A., and Blaabjerg, F. (2007). Online grid impedance estimation for single-phase grid-connected systems using pq variations. In *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2306–2312. doi:10.1109/PESC.2007.4342370.
- Esparza, M., Segundo, J., Gurrola-Corral, C., Visairo-Cruz, N., Bárcenas, E., and Barocio, E. (2019). Parameter estimation of a grid-connected vsc using the extended harmonic domain. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(8), 6044–6054. doi:10.1109/TIE.2018.2870404.
- Jeon, Y., Townsend, C.D., Dehghani Tafti, H., Rodriguez, E.R., Farivar, G., Park, J., and Pou, J. (2019). An enhanced static compensator with dc-link voltage shaping method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 1–1. doi:10.1109/TPEL.2019.2928367.
- Jiang, D., Li, T., Hu, Z., and Sun, H. (2020). Novel topologies of power electronics converter as active magnetic bearing drive. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 67(2), 950–959. doi:10.1109/TIE.2019.2898580.
- Luhtala, R., Messo, T., Roinila, T., Alenius, H., de Jong, E., Burstein, A., and Fabian, A. (2019). Identification of three-phase grid impedance in the presence of parallel converters. *Energies*, 12, 2674. doi:10.3390/en12142674.
- Roinila, T. and Messo, T. (2018). Online grid-impedance measurement using ternary-sequence injection. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(5), 5097–5103. doi:10.1109/TIA.2018.2825938.
- Roinila, T., Vilkkö, M., and Sun, J. (2013). Broadband methods for online grid impedance measurement. In *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 3003–3010. doi:10.1109/ECCE.2013.6647093.
- Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodriguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons.
- Wu, R.C., Tseng, Y.W., and Chen, C.Y. (2018). Estimating parameters of the induction machine by the polynomial regression. *Applied Sciences*, 8, 1073. doi:10.3390/app8071073.
- Zou, C., Rao, H., Xu, S., Li, Y., Li, W., Chen, J., Zhao, X., Yang, Y., and Lei, B. (2018). Analysis of resonance between a vsc-hvdc converter and the ac grid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(12), 10157–10168. doi:10.1109/TPEL.2018.2809705.