

Análise do Acoplamento de Potência na Integração de Geração Distribuída em Microrredes CA

Rafael R. de Aquino*, Juliano C. L. da Silva†, Ricardo L. A. Ribeiro‡ and Thiago de O. A. Rocha§

*†‡§ Departamento de Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio Grande do Norte(UFRN)

† Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN)

Email: *rafaelribeirodeaquino@hotmail.com, †juliano.costa@ifrn.edu.br, ‡rlucio@ct.ufrn.br, §thiago.rocha@ct.ufrn.br

Resumo—Os parâmetros de operação da geração distribuída (GD) são fundamentais para garantir o controle do fluxo de potência no sentido da GD para rede elétrica. No presente trabalho é realizado um estudo do efeito do acoplamento das potências ativa e reativa na interconexão entre conversores de tensão utilizados entre GDs e a rede elétrica de baixa tensão. Com base neste estudo, avalia-se os limites de operação segura do conversor levando em consideração as normas de qualidade de energia elétrica. A fim de obter um modelo matemático que descreva o mecanismo de transferência de potência entre o inversor e a rede, são analisadas as situações em que o inversor de tensão é conectado à rede elétrica através de alimentadores de perfis indutivos, resistivos ou mistos. Os cenários de operação utilizados para definição dos limites de operação são validados por meio de estudos de simulação e ensaios experimentais.

Palavras-chave – fluxo de potência, conversor de tensão, limites de operação, acoplamento, geração distribuída.

I. INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica tradicionalmente comercializa eletricidade vinda de fontes centralizadas e com grande potencial energético. No entanto, com o avanço da tecnologia cogita-se cada vez mais o investimento em gerações distribuídas (GD), estas são unidades produtoras de eletricidade de menor potência nominal, localizadas próximo aos consumidores [1].

Dentre as principais vantagens da GD estão a diminuição dos esforços de geração, transmissão e distribuição das demais unidades de produção instaladas. A GD pode ter sua matriz em fontes renováveis, tais como pequenas centrais hidrelétricas, sistemas fotovoltaicos, geração eólica, biomassa, dentre outros, conforme [1].

Devido a grande parte dos equipamentos domésticos e industriais operarem com tensão alternada, é necessário que a GD produza eletricidade com formas de ondas senoidais, portanto a utilização de um inversor de tensão é imprescindível para que o sistema funcione adequadamente. Inversores de tensão VSI (do inglês, *Voltage Source Inverter*) são bastante utilizados para executar essa função, visto que esses equipamentos possuem a capacidade de gerar/absorver potência ativa e reativa de acordo com a demanda ou a necessidade do controle do fator de potência [2].

No sistema de potência convencional, os esquemas de controle primário mais comuns são baseados no princípio

de controle por decaimento (P-f/Q-V), aplicados em sistemas inerciais com máquinas síncronas [3] e linhas de transmissão tipicamente indutiva. A aplicação do controle por decaimento em unidades de GD foi introduzida como estratégia de controle primária em microrredes [4-5]. No entanto, sistemas de microrredes baseados em conversores têm pequeno tempo de resposta e baixa inércia. Além disso, o controle por decaimento tradicional só é eficiente quando a impedância de interconexão tem perfil indutivo. No caso das redes de baixa tensão, a impedância tem perfil resistivo, ocasionando acoplamento entre as variáveis utilizadas para controle das potências ativa e reativa [6].

Conversores que utilizam estratégias de controle por decaimento em microrredes, podem trabalhar em diferentes pontos de operação, entretanto, erros de estimação na impedância de interconexão entre o gerador distribuído e a rede elétrica, podem ocasionar circulações indevidas de potência e instabilidades devido à diferença entre geração e consumo [7]. Para tanto, é essencial a definição clara dos limites de operação do inversor dentro da microrrede, considerando o efeito da impedância de interconexão conforme discutido em [8].

Ao conectar o VSI à rede elétrica, o fluxo de potência ativa deve ocorrer do VSI para rede e o fator de potência deve se enquadrar nos limites estabelecidos pela norma IEEE Std. 1547-2018 [9]. Desta forma, é necessário identificar os parâmetros de operação do inversor que permitam o sistema atender aos requisitos de funcionamento.

Neste trabalho é proposta uma análise do mecanismo de transferência de potência entre uma GD e a rede elétrica levando-se em consideração o efeito do acoplamento de potência. O modelo matemático que caracteriza o sistema é desenvolvido, sendo este experimentado através de simulações digitais para o caso da micro-rede apresentada em [10]. Os resultados experimentais e de simulação são realizados para validar o modelo matemático proposto e demonstrar o efeito do acoplamento entre potência ativa e reativa em sistemas de integração da GD com a rede elétrica interconectados através de alimentadores com impedância de perfil misto.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema em análise constitui-se de um inversor trifásico conectado à rede elétrica através de uma linha com impedância

característica ($Z \angle \theta$). Considerando o circuito trifásico balanceado, o sistema pode ser representado por meio do circuito equivalente por fase, composto por uma fonte controlada representando a tensão de saída do inversor e uma não-controlada representando a tensão da rede, conforme apresentado na Fig. 1.

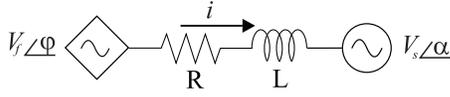


Figura 1. Circuito equivalente por fase do sistema de interconexão da GD com a rede elétrica.

Convencionando-se a corrente com sentido do inversor para a rede, potência aparente vista pelo inversor pode ser dada por (1). Em (2), a potência aparente pode também ser expressa por meio do módulo e da fase dos elementos contidos no circuito, desta forma, pode-se obter as potências ativa e reativa, conforme (3) e (4).

$$S = \hat{V}_f \times \hat{I}^*, \quad (1)$$

$$S = V_f \cdot e^{j\varphi} \times \left(\frac{V_f \cdot e^{-j\varphi} - V_s \cdot e^{-j\alpha}}{Z \cdot e^{-j\theta}} \right), \quad (2)$$

$$P = \frac{V_f^2}{Z} \cos(\theta) - \frac{V_f V_s}{Z} \cos(\theta + \delta), \quad (3)$$

$$Q = \frac{V_f^2}{Z} \sin(\theta) - \frac{V_f V_s}{Z} \sin(\theta + \delta), \quad (4)$$

em que, V_f a tensão de fase no ponto de acoplamento comum (PAC), V_s a tensão de fase da rede elétrica, Z a impedância da dada por $R + j2\pi fL$, f a frequência da rede, R a resistência da linha de interconexão, L a indutância da linha de interconexão, φ a fase da tensão V_f , α a fase da tensão V_s , δ a diferença entre φ e α , e θ o ângulo da impedância da linha, conforme o diagrama fasorial apresentado na Fig. 2.

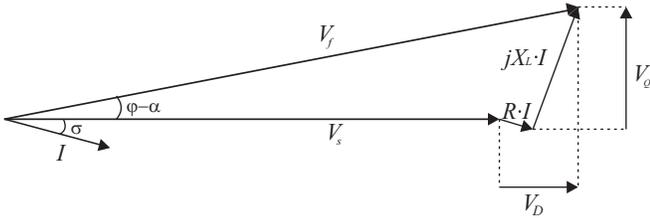


Figura 2. Diagrama fasorial do circuito equivalente por fase do sistema de interconexão.

A análise de operação em regime permanente do VSI conectado à rede elétrica leva em consideração a característica da impedância da linha, a tensão do inversor e a tensão da rede, determinando se o conversor trabalha na condição de geração ou de carga. No geral, pode-se classificar a linha como predominantemente indutiva, resistiva ou mista. O critério para desprezar-se ou não a resistência ou a reatância depende do valor da relação R/X , conforme [6] quando uma é superior em dez vezes a outra o efeito da menor pode ser desprezado.

No caso de linha mista, a caracterização do sistema só é feita mediante o conhecimento dos valores de resistência e reatância da linha de interconexão, esses valores influenciam diretamente no controle do fluxo de potência ativa e reativa e consequentemente nos limites de operação do inversor.

III. CARACTERIZAÇÃO DE UM CASO ESPECÍFICO DE IMPEDÂNCIA

O diagrama de blocos do sistema que representa a interconexão de uma GD com a rede elétrica é ilustrado na Fig. 3 e os parâmetros são apresentados na Tabela I. A linha de interconexão, que interconecta GD à rede elétrica, usada no desenvolvimento do trabalho é a mesma apresentada em [10].

Tabela I
PARÂMETROS DO CIRCUITO DE INTERCONEXÃO COM A REDE CA.

Parâmetro	Valor
Frequência (f)	60 Hz
Resistência (R)	0,4 Ω
Indutância (L)	400 μH
Tensão de fase da rede (V_s)	127 V
Ângulo de fase da tensão da rede (α)	0°

A reatância (X) calculada corresponde a 0,1508 Ω , resultando em uma relação R/X igual a 2,65. Portanto, a impedância equivalente por fase da linha (Z) é de 0,43 Ω e ângulo (θ) de 20,65°. A linha tem característica de impedância mista com dominância resistiva.

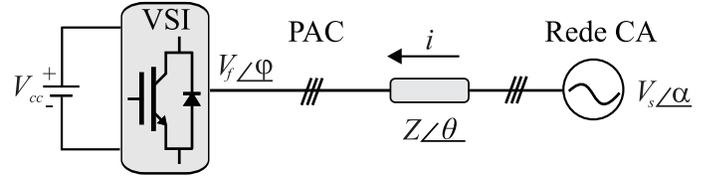


Figura 3. Diagrama de blocos do sistema de interconexão entre o gerador distribuído via VSI e a rede elétrica.

A. Modelagem matemática

O objetivo da análise é verificar o mecanismo de transferência de potência observado através da rede, ou seja, supondo que a corrente tem sentido rede-inversor.

As potências ativa e reativa vista pela rede são descritos em (5) e (6), respectivamente. De acordo com o referencial de corrente adotado, valores negativos de P ou Q correspondem a absorção de potência por parte da rede, enquanto que valores positivos referem-se ao caso em que a rede elétrica fornece potência ao VSI.

$$P = \frac{V_s^2}{Z} \cos(\theta) - \frac{V_f V_s}{Z} \cos(\theta - \varphi), \quad (5)$$

$$Q = \frac{V_s^2}{Z} \sin(\theta) - \frac{V_f V_s}{Z} \sin(\theta - \varphi), \quad (6)$$

B. Limites de Operação

De acordo com a norma IEEE Std. 1547-2018 [9], que discorre sobre a interconexão de recursos energéticos distribuídos com interfaces de sistemas de energia elétrica, o gerador distribuído deve ser controlado para manter a tensão no PAC na faixa de 95% a 105% da tensão nominal da rede elétrica e para um caso de regime permanente injetando ativos com fator de potência (fp) igual ou superior a 0,92.

Portanto, a análise deverá garantir que a transferência de potência ativa (P) seja do inversor para a rede e o fator de potência (fp) seja maior ou igual a 0,92. Para este caso P deve ser negativo, conforme (5).

A fase do inversor (φ) é inerente ao sistema e seu cálculo leva em consideração a impedância da linha de interconexão (Z) e a relação V_f/V_s (dV).

O limite inferior da faixa de ângulos em que φ deve estar contido no intervalo delimitado por (7) e (8), sendo que apenas uma das respostas torna P negativo. O limite superior é dado por (11) e (12) em que apenas um dos resultados torna P negativo.

$$\varphi_{inf} = -2 \cdot \tan^{-1}\left(\frac{-\sqrt{b^2 - c^2 + 1} - 1}{b - c}\right) + \theta, \quad (7)$$

$$\varphi_{inf} = -2 \cdot \tan^{-1}\left(\frac{\sqrt{b^2 - c^2 + 1} - 1}{b - c}\right) + \theta, \quad (8)$$

$$c = \frac{\sin(\theta) - b \cdot \cos(\theta)}{dV}, \quad (9)$$

$$b = \tan(\cos^{-1}(fp)), \quad (10)$$

$$\varphi_{sup} = -2 \cdot \tan^{-1}\left(\frac{-\sqrt{k^2 - j^2 + 1} - 1}{k - j}\right) + \theta, \quad (11)$$

$$\varphi_{sup} = -2 \cdot \tan^{-1}\left(\frac{\sqrt{k^2 - j^2 + 1} - 1}{k - j}\right) + \theta, \quad (12)$$

$$j = \frac{\sin(\theta) - k \cdot \cos(\theta)}{dV}, \quad (13)$$

$$k = \tan(\cos^{-1}(-fp)). \quad (14)$$

Na Tabela II são apresentados os valores de φ em função de dV que tornam P negativo e fp maior ou igual a 0,92. Conforme o aumento do valor de dV , o grau de liberdade para φ cresce.

Tabela II
VALORES DE φ EM FUNÇÃO DE dV QUE TORNAM P NEGATIVO E $fp \geq 0,92$.

dV	φ
1,01	$-0,020^\circ$ à $0,54^\circ$
1,02	$-0,048^\circ$ à $1,07^\circ$
1,03	$-0,071^\circ$ à $1,57^\circ$
1,04	$-0,094^\circ$ à $2,07^\circ$
1,05	$-0,116^\circ$ à $2,55^\circ$

C. Implementação computacional do modelo matemático

A implementação computacional de (5) e (6) possibilita a visualização do comportamento da potência para diferentes valores de V_f e φ . Na Fig. 4 é apresentada a implementação na condição em que V_f é igual a 128,58 V. Os valores de P e Q observados na Fig. 4 correspondem a potência ativa e reativa total vista pela rede.

A faixa verde na Fig. 4, indica a faixa de ângulos para (φ) que torna o fp maior ou igual a 0,92 e é dada por $-0,03^\circ \leq \varphi \leq 0,67^\circ$. O ponto de operação indicado pela seta, em que $\varphi = -0,37^\circ$, $P = -1061$ W e $Q = -1191$ Var, é o mesmo utilizado para a avaliação dos resultados práticos. Apesar de não possuir fator de potência maior ou igual a 0,92, o ponto foi escolhido devido as limitações físicas da estrutura utilizada.

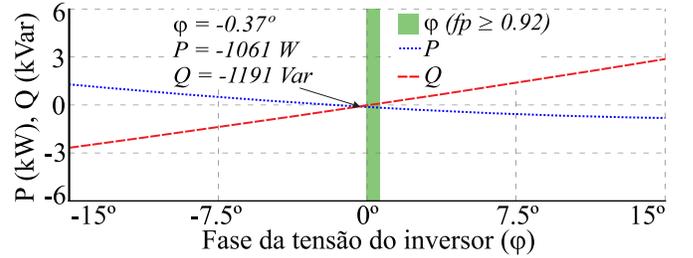


Figura 4. Potência ativa e reativa entregue a rede em função de φ .

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS

Para a validação do modelo matemático que descreve P e Q , conforme (5) e (6), e os limites de operação de φ , conforme (7) à (14), foram realizados dois procedimentos distintos, em que o primeiro consiste em observar o comportamento do fp em função da variação de φ . O segundo procedimento é a simulação e a obtenção dos resultados experimentais para o ponto indicado na Fig. 4. Todas as simulações foram realizadas com os mesmos parâmetros descritos na Tabela I, cujo os valores correspondem à plataforma laboratorial usada na validação experimental.

O primeiro procedimento consiste em comprovar por meio de simulação a validade de (7) à (14). No circuito simulado foi atribuído 128,58 V à tensão do inversor V_f , conforme a implementação computacional. O resultado da simulação, que pode ser verificado na Fig. 5 e na Tabela III, confirma o modelo matemático e a implementação computacional apresentada na Fig. 4, visto que para valores de φ contidos na faixa $-0,03^\circ \leq \varphi \leq 0,67^\circ$, o fp é maior ou igual à 0,92.

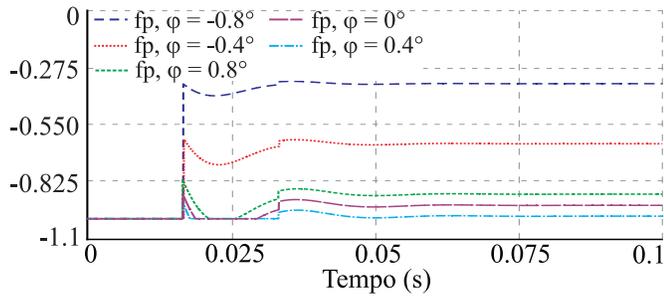


Figura 5. Gráfico do fator de potência (f_p) para diferentes valores de φ .

Tabela III
 f_p EM FUNÇÃO DE φ .

Ângulo do inversor φ	Fator de potência (f_p)
$-0,8^\circ$	-0,352
$-0,4^\circ$	-0,640
0°	-0,935
$0,4^\circ$	-0,987
$0,8^\circ$	-0,882

A simulação feita para o segundo procedimento objetiva comprovar o acoplamento de P e Q para uma rede mista e a validade de (5) e (6). O módulo da tensão de fase do inversor corresponde à 101,25% da tensão de fase da rede. Portanto, o barramento CC do inversor possui 445,5V e as tensões de referência usadas para o chaveamento dos braços do inversor são defasadas 120° entre si e atrasadas $0,37^\circ$ com relação à rede elétrica.

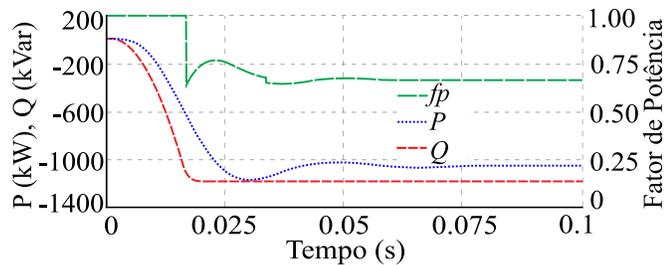


Figura 6. Gráfico das potências ativa, reativa e fator de potência vistos pela rede elétrica.

O resultado da simulação pode ser observado na Fig. 6. Apesar de indicado com valores positivos e em escala crescente, o f_p é negativo e, portanto, a escala à direita da Fig. 6 deve ser interpretada como negativa. Em regime permanente os valores de P , Q e f_p são, respectivamente, -1059,4 W, -1191,1 Var e -0,66.

A corrente (i) e a tensão do inversor (v_f) são apresentadas na Fig. 7. O valor de pico de v_f é 181,84V após a aplicação de um filtro de segunda ordem de 100 Hz, conforme a Fig. 7. A corrente i possui o valor de pico de 5,91 A e é atrasada 228° em relação à tensão implicando no fator de potência igual à -0,66.

O ensaio experimental consistiu no controle de potência ativa e reativa fornecida ao PAC a fim de comprovar a impedância calculada da linha. Para esse experimento utilizou-

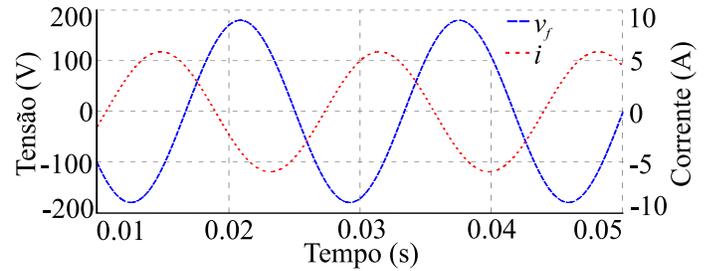


Figura 7. Formas de onda da tensão de fase do inversor (v_f) e corrente (i) em uma das fases.

se uma plataforma experimental que simula o funcionamento de um sistema eólico. O arranjo consiste de duas máquinas PMSM (do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Machine*), referência BSH1401P02F2A, com os mesmos parâmetros e eixos acoplados mecanicamente. O arranjo simula a dinâmica de uma turbina eólica através de um motor acionado por um servo controlador LXM32CD30M2. O gerador possui potência nominal de 1,67 kW e é conectado à rede elétrica através de um conversor back-to-back, sua rotina de controle é apresentada em [11]. O experimento consistiu em impôr, através da estrutura de controle, os valores das potências ativa e reativa para -1060 W e -1191 Var, de forma que o conversor opere no ponto de operação em análise.

Na Fig. 8 é apresentado os resultados experimentais obtidos por meio do analisador de redes elétrica, modelo Hioki PQ3100. Este analisador fornece em tempo real as medições das tensões de fase (U_{RMS}), as potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), a corrente de fase (I_{RMS}) e o fator de potência (PF). Na Fig. 8 é apresentado a leitura obtida neste experimento. Segundo esta figura, a potência ativa trifásica possui o valor de -1060 W enquanto que a potência reativa é -1130 Var.



Figura 8. Resultados experimentais obtidos por meio do analisador de redes elétrica, modelo Hioki PQ3100, conectado no PAC.

Na Fig. 9, é possível observar as formas de onda da corrente (i) e da tensão (v_f) de uma das fases do inversor. A corrente i e a tensão v_f cujos respectivos valores de pico são 5,62 A e

185,40 V. Conforme apresentado na Fig. 8 o fator de potência verificado é -0,68, portanto a corrente está atrasada 227° com relação a tensão do inversor.

Os valores de resistência e de indutância da linha que interconecta o GD à rede aproximam-se dos descritos na Tabela I, visto que devido a imposição das potências especificadas os valores de tensão e de corrente no PAC correspondem aos valores obtidos na simulação, conforme observado nas Figs. 7 e 9.

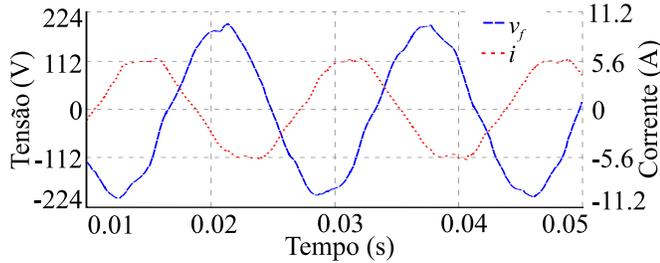


Figura 9. Resultado experimental: formas de onda da tensão de fase do inversor (v_f) e corrente (i) em uma das fases.

Todos os resultados obtidos são sintetizados na Tabela IV.

Tabela IV
SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS.

Parâmetro	Teórico	Simulação	Experimental
P	-1061 W	-1059,4 W	-1060 W
Q	-1191 Var	-1191,1 Var	-1130 Var
v_f pico	181,4 V	181,84	185,4 V
fp	-0,66	-0,66	-0,68
i pico	5,92 A	5,91 A	5,62 A

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposto uma metodologia para definição dos limites de operação de inversores utilizados na interconexão de GDs na rede elétrica. As equações das potências ativa e reativa que descrevem o fluxo de potência entre a GD e a rede foram obtidas analiticamente e validadas por meio de simulações digitais e resultados experimentais. Os resultados confirmam a validade das equações visto a proximidade entre os valores teóricos e experimentais o que demonstra coerência da modelagem realizada. Os procedimentos propostos neste trabalho são fundamentais para a escolha e o desenvolvimento de estratégias de controle do fluxo de potência.

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Geração Distribuída (INCT-GD) que conta com apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), à Fundação de Amparo à pesquisa do Estado do RS (FAPERGS) e ao Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis (LEIER-UFRN).

REFERÊNCIAS

- [1] F. A. C. M. Santos; F. M. S. M. Santos. Geração distribuída versus centralizada, Millenium, 01 February 2016, Issue 35.
- [2] C. L. T. Rodríguez; D. V. Fuente; E. F. Amorós; G. G. Sanfeliú; J. G. Moreno. Diseño, modelado e implementación de inversor conectado a la red eléctrica a partir de fuentes renovables, Tecnum, Apr 2012, Vol.16(32), pp.12-28.
- [3] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids, IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no.3, pp. 2427-2451, 2017.
- [4] Barklund, E.; Pogaku, N.; Prodanovic, M.; Hernandez-Aramburo, C.; Green, T.C. Energy management in autonomous microgrid using stability-constrained droop control of inverters. IEEE Trans. Power Electron. 2008, 23, 23462352
- [5] Marwali, M.N.; Jung, J.W.; Keyhani, A. Control of distributed generation systems-Part II: Load sharing control. IEEE Trans. Power Electron. 2004, 19, 15511561.
- [6] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodriguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, Nov. 2012.
- [7] Hossain, Md A.; Pota, H. R.; Issa, W.; Hossain, Md J. "Overview of AC Microgrid Controls with Inverter-Interfaced Generations", Energies, vol.10 no.9, 1300, 2017.
- [8] Hossain, M.; Pota, H.; Haruni, A.; Hossain, M. Over-voltage limiter of an inverter to improve microgrid reliability during unpredictable cases. In Proceedings of the Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australia, 28 November-1 December 2016; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2016; pp. 406411.
- [9] IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, 2018.
- [10] Nunes, E. A. F.; Alves, D. K.; Dantas, E. S.; Rocha, T. O.; Ribeiro, R. L. A.; Costa, F. B. Impact of PV Systems on Microgrids Under Different Levels of Penetration and Operational Scenarios, Brazilian Power Electronics Conference, COBEP, 2017.
- [11] Silva, J. C. L.; Nascimento, T. F.; Rocha, T. O. A.; Ribeiro, R. L. A. Plataforma para Estudo de Sistemas de Conversão de Energia Empregados na Interconexão de Unidade de Cogeração Eólica com a Rede Elétrica, Congresso Brasileiro de Automática, CBA, 2018.