

Estudo comparativo de estratégias de controle para sistemas de conversão de energia eólica conectados à rede com geradores de relutância variável

Thiago de Almada Lopes

Faculdade de Engenharia Mecânica
Departamento de Sistemas Integrados
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil

<https://orcid.org/0000-0003-2937-6178>

Marcelo Vinícius de Paula

Faculdade de Engenharia Mecânica
Departamento de Sistemas Integrados
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil

<https://orcid.org/0000-0002-2213-6086>

Pedro Jose dos Santos Neto

Faculdade de Engenharia Elétrica
Departamento de Sistemas Elétricos
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil

<https://orcid.org/0000-0001-6249-1923>

Ernesto Ruppert Filho

Faculdade de Engenharia Elétrica
Departamento de Sistemas Elétricos
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil

<https://orcid.org/0000-0001-8520-0236>

Tárcio André dos Santos Barros

Faculdade de Engenharia Mecânica
Departamento de Sistemas Integrados
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil

<https://orcid.org/0000-0001-9413-1279>

Resumo—Este artigo apresenta um estudo comparativo entre estratégias de controle de sistemas de conversão de energia eólica com geradores de relutância variável (GRV) conectados à rede elétrica através de um conversor fonte de tensão (VSC). Duas estratégias de controle são consideradas na análise. Na primeira, o VSC é responsável pela manutenção da tensão no barramento CC enquanto o controle do fluxo de potência é realizado pelo GRV. Na segunda, os papéis se invertem. Em ambas as estratégias são realizados testes em velocidades abaixo e acima da velocidade de base. Os testes são feitos em simulações dinâmicas, possibilitando a comparação em relação à dinâmica de resposta e a taxa de distorção harmônica (TDH) da corrente entregue à rede elétrica de distribuição. Os resultados demonstram que ambas as estratégias são capazes de desempenhar a regulação de tensão do barramento CC e do fluxo de potência. A dinâmica da potência na segunda estratégia demonstrou-se mais rápida, obtendo-se um tempo de resposta de no máximo 59 ms para uma entrada em degrau de 2 kW de potência ativa. A TDH em ambos os casos apresentou uma diferença máxima de 0.34 %. Os resultados certificam que, embora o tempo de resposta mude de acordo com a estratégia adotada, a qualidade da energia injetada em relação a TDH, não apresenta alterações relevantes.

Index Terms—sistemas de conversão de energia eólica, geradores de relutância variável, regulação de tensão, controle de potência

I. INTRODUÇÃO

SISTEMAS de conversão de energia eólica (do inglês WECS-*wind energy conversion systems*) apresentam crescimento acelerado e impulsionado pela busca da diminuição de emissão de gases de efeito estufa. A literatura demonstra que diversas máquinas são empregadas nas aplicações de WECS, como por exemplo os geradores de indução com rotor bobinado ou com rotor em gaiola de esquilo, geradores síncronos de ímãs permanentes [1], geradores de indução

duplamente alimentado [2], e geradores de relutância variável (GRV) [3]. A utilização do GRV tem aumentado devido às vantagens intrínsecas dessa máquina, como por exemplo sua robustez mecânica, baixo custo de produção, tolerância à faltas elétricas, capacidade de operação em velocidade variável, e ausência de ímãs em sua estrutura [4].

A extração da energia convertida é feita através de conversores eletrônicos de potência. Dentre os diversos conversores possíveis, o mais comumente utilizado é o conversor em meia ponte assimétrica (do inglês AHB-*asymmetric half bridge*). O AHB transfere a energia para um barramento de corrente contínua (CC) e a energia é então entregue à rede elétrica por um outro conversor, geralmente um conversor fonte de tensão (do inglês VSC-*voltage source converter*). Em [3] um GRV é utilizado em WECS operando com velocidade variável, onde um controlador PI e um sliding mode são comparados em relação à regulação da potência gerada. O controle é implementado utilizando o AHB com controle direto de potência (CDP). Em [5], é feita uma otimização multiobjetivo dos parâmetros de controle do GRV, sendo um dos parâmetros a tensão no barramento CC. Um conversor DC/DC adicional é inserido para manter a tensão ótima no barramento, enquanto o VSC realiza o controle do fluxo de potência. Em [6] um GRV é conectado a uma rede monofásica. A tensão no barramento é regulada utilizando um controlador PI que atua sobre o ângulo de magnetização das fases do GRV. A injeção de potência ativa na rede é realizada através de um inversor controlado por corrente sincronizado com a rede. Uma regulação robusta de tensão é realizada em [7] para obtenção de rápido rastreamento da tensão de referência. O AHB é interconectado com uma microrrede através de um conversor *interleaved* que realiza o controle da potência injetada na microrrede. Uma comparação entre rede neural artificial e lógica *Fuzzy* é abordada em [8]. Os controladores são utilizados para regular a velocidade de rotação do gerador através do ângulo de desligamento do GRV.

Este trabalho foi suportado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo sob os processos 17/21640-9 e 16/08645-9, pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, e pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES

O barramento CC é então conectado à rede através de um inversor e dois transformadores elevadores. Em [9] uma lógica *Fuzzy* é utilizada para controlar a tensão gerada através do ângulo de desmagnetização. Em [10] o GRV é responsável pela regulação da tensão no barramento CC usando um controle por modos deslizantes. Uma comparação experimental é feita entre essa técnica e um controlador PI. Em [11] também se utiliza controle por modos deslizantes para regular a tensão no barramento CC. O GRV opera auto-excitado e a conexão com a rede é realizada através de um filtro L .

Como apresentado, diversos controladores e estratégias são encontradas para o acionamento de GRV conectados à rede. De maneira ampla, as estratégias podem ser divididas em dois grandes grupos. Na primeira estratégia, o GRV é responsável pela manutenção da tensão no barramento CC, enquanto o VSC realiza o controle do fluxo de potência injetado na rede. Na segunda, as funções são invertidas. Apesar da grande variedade de controladores e estratégias de controle presentes na literatura, ainda há espaço para uma comparação entre diferentes estratégias de controle para WECS com GRV de maneira a determinar qual estratégia é mais adequada para a operação em velocidade variável. Neste contexto, este artigo visa comparar essas duas estratégias de controle para WECS com GRV. Nos dois casos são realizados testes tanto abaixo quanto acima da velocidade de base.

O restante desse artigo é dividido da seguinte forma. Na Seção II são apresentados os princípios de funcionamento e modelagem tanto do GRV quanto do VSC. Na Seção III, ambas as estratégias de controle são apresentadas de maneira detalhada. Em seguida, resultados de simulação são apresentados e discutidos na Seção IV. Finalmente, na Seção V, os achados e conclusões são debatidos.

II. MODELAGEM E PRINCÍPIOS

O sistema utilizado no estudo é apresentado na Figura 1. No sistema, a energia cinética do vento é convertida em energia rotacional pela turbina eólica. Em seguida, um GRV converte a energia em elétrica. A energia é então transmitida para um barramento CC por um conversor AHB e finalmente injetada na rede elétrica através de um VSC. Nesta seção, cada um dos elementos componentes do sistema serão explorados. A Fig. 1 também indica as duas estratégias de controle comparadas neste artigo. Mais detalhes das estratégias serão apresentados na Seção III.

A. Turbina eólica

A potência mecânica de uma turbina eólica é dada por (1), onde R é o raio do rotor, ρ é a densidade do ar, $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de potência da turbina, λ é a velocidade de ponta da hélice, β é o ângulo de *pitch*, e v é a velocidade do vento. Quando a velocidade de operação é variável, o torque do gerador deve ser alterado visando a obtenção da maior eficiência aerodinâmica [3], de maneira que a potência de saída ótima para o gerador pode ser descrita através de (2), onde P_{otm} é a potência ótima, k_{opt} é a constante mecânica da turbina, e ω_r é a velocidade de rotação. O cálculo de P_{otm} e k_{otm} são realizados como em [5] e [3].

$$P_T = \frac{1}{2} \pi R^2 \rho C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (1)$$

$$P_{otm} = k_{otm} \omega^3 \quad (2)$$

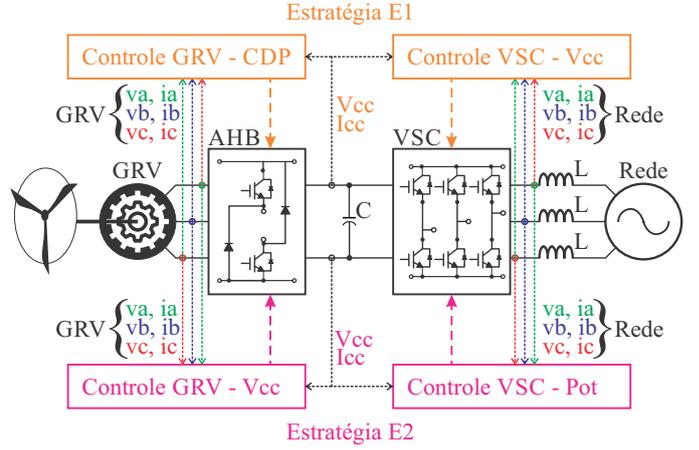


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema estudado e das duas estratégias comparadas.

B. Gerador de relutância variável

Desconsiderando-se a saturação magnética e a comutação, a dinâmica elétrica de uma máquina de relutância variável (MRV) pode ser descrita por (3), em que R_k , i_k , L_k , e θ_k são a resistência elétrica, a corrente elétrica, a indutância, e a posição relativa ao rotor da fase k . A tensão do barramento CC é dada por V_{cc} e a velocidade angular é ω . O primeiro termo em (3) representa a queda de tensão na resistência da fase, o segundo termo representa a variação de tensão na indutância, e o terceiro termo é a força contra-eletromotriz (f_{cem}) presente no entreferro.

$$V_{cc} = R_k i_k + L_k(\theta_k, i_k) \frac{di_k}{dt} + i_k \omega \frac{\partial L_k(\theta_k, i_k)}{\partial \theta_k} \quad (3)$$

Como mencionado anteriormente, o conversor eletrônico geralmente utilizado para o acionamento de MRV é o AHB. Esse conversor (Fig. 2(a)) pode ser utilizado tanto para acionamento no modo motor quanto no modo gerador. É possível aplicar três níveis de tensão aos terminais das fases com o AHB. Quando as duas chaves de uma fase (k) do conversor são acionadas simultaneamente ($C1 = 1$ e $C2 = 1$), $+V_{cc}$ é aplicada aos terminais, caracterizando a magnetização. Caso uma das chaves for desligada ($C1 = 1$ e $C2 = 0$), tensão nula será aplicada à fase, determinando o estado de rodalivre. Se as duas chaves estiverem desligadas ($C1 = 0$ e $C2 = 0$), uma tensão de $-V_{cc}$ é aplicada à fase, caracterizando a desmagnetização.

O instante de acionamento determina o modo de operação da MRV. Para a operação em modo gerador, a máquina deve ser acionada durante o período decrescente da indutância. Esse fato é apresentado na Fig.2(b), na qual L_{max} e L_{min} são as indutâncias máxima e mínima, respectivamente, V_{cc} é a tensão do barramento CC, I_{ref} é a corrente de referência do GRV, e θ_{on} e θ_{off} são os ângulos de acionamento e desligamento, respectivamente. Além do instante de acionamento, a velocidade angular da máquina também desempenha um papel importante no método de acionamento do GRV. De acordo com a velocidade, o acionamento é feito ou por histerese de corrente ou por pulso único de tensão. Em certa velocidade, a f_{cem} atinge o valor da tensão do barramento, essa velocidade é conhecida como velocidade de base. Acima da velocidade de base, a capacidade de regulação de corrente deteriora-se e

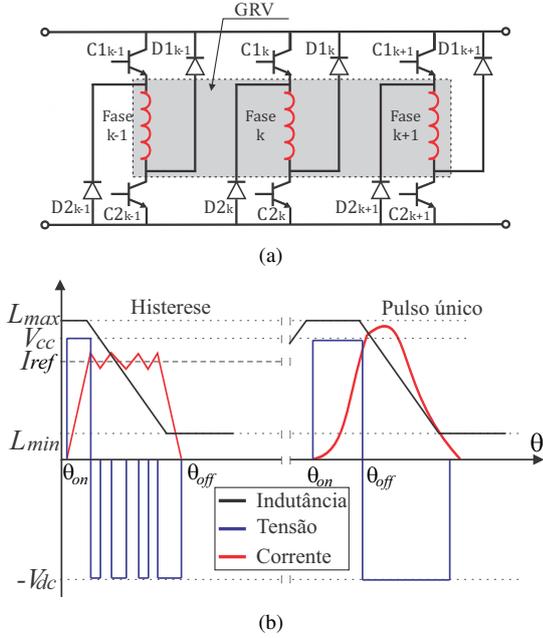


Figura 2. Funcionamento do GRV: a) Conversor AHB; b) Modos de acionamento.

o acionamento é feito por pulso único de tensão. Abaixo da velocidade de base, como ainda é possível controlar a corrente, o acionamento é feito por histerese de corrente. Mais detalhes dos métodos de acionamento serão apresentados na Seção III

C. Conversor fonte de tensão

O VSC é responsável pela conversão CC/CA para permitir a conexão com a rede elétrica. A conexão com a rede é feita através de filtros indutivos utilizados para filtrar os sinais modulados e diminuir as componentes harmônicas de alta frequência, como apresentado na Fig. 1. As tensões nos terminais do conversor podem ser descritas como:

$$V_{t\phi} = Ri_{\phi} + L \frac{di_{\phi}}{dt} + V_{\phi} \quad (4)$$

sendo $\phi = a, b, c$, $V_{t\phi}$ são as tensões no terminal ϕ do VSC, R é a resistência elétrica do filtro, L é a indutância do filtro, e V_{ϕ} são as tensões do lado da rede. Passando-se para coordenadas dq , a dinâmica elétrica do VSC pode ser então expressa por (5). Expandindo-se (5) e considerando que a tensão V_q seja nula no ponto de acoplamento comum (PAC), obtém-se a representação da dinâmica do VSC em coordenadas dq dada por (6).

$$V_{tdq} = Ri_{dq} + L \frac{di_{dq}}{dt} + V_{dq} - jL\omega i_{dq} \quad (5)$$

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = V_{td} - Ri_d + L\omega i_q - V_d \\ L \frac{di_q}{dt} = V_{tq} - Ri_q - L\omega i_d \end{cases} \quad (6)$$

Duas malhas de controles são empregadas. A malha interna de corrente é empregada para controlar o fator de potência da potência injetada na rede, enquanto a malha externa de tensão é utilizada para a manutenção da tensão no barramento.

III. ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

Como mencionado na Seção II, o modo de acionamento do AHB deve ser alterado de acordo com a velocidade de

operação. Caso a velocidade angular (ω) do GRV exceda a velocidade de base (ω_b), o acionamento é feito por pulso único de tensão, caso contrário, o acionamento é feito por histerese de corrente. Em ambos os casos, um controlador PI atua sobre uma variável de controle. Para a histerese de corrente, a variável escolhida é a corrente elétrica na fase do GRV, já para o pulso único de tensão, opta-se pelo controle do ângulo de desligamento (θ_{off}).

Os controles de potência e de tensão no barramento podem ser realizados tanto pelo AHB quanto pelo VSC. Neste trabalho, é apresentada a comparação entre duas estratégias de controle para WECS com GRV. Na primeira estratégia, o GRV é responsável pela potência gerada, enquanto o VSC realiza a regulação de tensão no barramento CC. Na segunda estratégia os papéis se invertem. Além disso, a comparação é realizada tanto para velocidades abaixo quanto acima da velocidade de base.

A. Controle de potência do GRV & Controle de tensão do VSC

Nesta estratégia, a potência gerada pelo GRV deve seguir o valor determinado em (2) para garantir operação ótima em velocidade variável. Desta maneira, pode-se empregar a técnica de controle conhecida como controle direto de potência (CDP) [3]. Em casos em que a velocidade angular é menor que a de base, o controlador atua sobre a corrente de referência (I_{ref}) e o ângulo de desligamento pode ser mantido fixo. Caso contrário, o ângulo de desligamento (θ_{off}) é regulado e a corrente é apenas usada como limiar de proteção. Assim, tem-se uma lei de controle para o acionamento por histerese de corrente (7) e outra para o acionamento por pulso único de tensão (8).

$$I_{ref} = K_{pp}^h e_P + K_{ip}^h \int e_P dt \quad (7)$$

$$\theta_{off} = K_{pp}^{pu} e_P + K_{ip}^{pu} \int e_P dt \quad (8)$$

O erro de potência (e_P) é dado pela diferença entre a potência ótima (P_{otm}) e a potência medida (P_{med}). Os ganhos K_{pp}^h , K_{ip}^h , K_{pp}^{pu} e K_{ip}^{pu} são o ganho proporcional para histerese, ganho integral para histerese, ganho proporcional para pulso único, e ganho integral para pulso único utilizados no CDP, respectivamente. Devido à alta não linearidade do GRV, os ganhos do controlador são escolhidos empiricamente.

A tensão no barramento é regulada pelo VSC. As correntes i_d e i_q são controladas por dois controladores PI que processam o erro entre as correntes $i_d^* - i_d$ e $i_q^* - i_q$, respectivamente, para gerar os índices de modulação de eixo direto e de quadratura [12]. A tensão no barramento CC (V_{cc}) é regulada por um outro controlador PI ($C_{vcc}(s)$), o qual é conectado à malha de controle da corrente de eixo direto. A malha de controle de i_q é responsável pelo controle do fator de potência da potência injetada na rede. A função de transferência da malha de tensão ($G_v(s)$) é obtida através da modelagem detalhada em [13] e dada por (9), em que $\tau = \frac{2}{3} \frac{L P_{ext}}{\hat{V}^2}$.

$$G_v(s) = \frac{\delta V_{cc}^2}{P(s)} = -\frac{2}{C} \frac{\tau s + 1}{s} \quad (9)$$

Os componentes capacitivo e indutivo do VSC devem ser dimensionados para limitar as oscilações de tensão do

barramento e a corrente injetada dentro de uma banda pre-determinada. Neste trabalho, os componentes foram determinados assim como em [3], resultando em $C_{vcc} = 2 \text{ mF}$ e $L = 6 \text{ mH}$. A resistência do filtro indutivo (R_L) é de 0.8Ω . O projeto da indutância é feito utilizando (10), e o da capacitância é feito com (11), em que I_{ripple} e V_{ripple} são o valor desejado de *ripple* de corrente e tensão, f_{ch} é a frequência de chaveamento do VSC, e $I_{GRV_{max}}$ é a corrente máxima do GRV.

$$L = \frac{V_{cc}}{6I_{ripple}f_{ch}} \quad (10)$$

$$C = \frac{1}{V_{ripple}f_{ch}} I_{GRV_{max}} \quad (11)$$

O controlador de corrente do VSC tem a estrutura disposta em (12), onde $K_p^{i,usc}$ e $K_i^{i,usc}$ são os ganhos proporcional e integral do regulador de corrente, respectivamente. Os ganhos dependem dos parâmetros construtivos do filtro indutivo, de modo que $K_p^{i,usc} = L\omega_i$ e $K_i^{i,usc} = R\omega_i$, em que ω_i é a frequência de cruzamento desejada.

$$C_{i_{usc}}(s) = \frac{K_p^{i,usc}s + K_i^{i,usc}}{s} \quad (12)$$

Para o controlador de tensão no barramento (C_{vcc}), foi utilizado um controlador de avanço de fase com um integrador, como apresentado em (13), onde p é a localização do polo, α é a razão entre o polo (p) e o zero (z) do compensador: $\alpha = z/p$, e n_o é um ganho [3]. O controlador é determinado para uma margem de fase desejada de 60° .

$$C_{vcc}(s) = -\frac{C n_o s + (\frac{p}{\alpha})}{2 s s + p} \quad (13)$$

B. Controle de tensão do GRV & Controle de potência do VSC

Nesta estratégia a tensão no barramento é regulada indiretamente pelo controle do GRV, já a potência injetada é controlada pelo VSC. As leis de controle do GRV para histerese e pulso único de tensão são dadas por (14) e (15), respectivamente.

$$I_{ref} = K_{pv}^h e_V + K_{iv}^h \int e_V dt \quad (14)$$

$$\theta_{off} = K_{pv}^{pu} e_V + K_{iv}^{pu} \int e_V dt \quad (15)$$

em que $e_V = V_{ref} - V_{cc}$ é o erro de tensão K_{pv}^h , K_{iv}^h , K_{pv}^{pu} , e K_{iv}^{pu} são o ganho proporcional para histerese, ganho integral para histerese, ganho proporcional para pulso único, e ganho integral para pulso único, respectivamente, para o controle de tensão do barramento realizado pelo GRV. Novamente, devido à alta não linearidade do GRV, os ganhos são escolhidos empiricamente.

Para o controle de potência do VSC, a malha interna de corrente é inalterada, já a malha externa, deixa de controlar a tensão no barramento e passa a controlar a potência injetada. As potências ativa (P) e reativa (Q) em uma rede trifásica são dadas por (16) e (17), respectivamente. Desta maneira, podem-se determinar as correntes de referência de eixo direto (i_d^*) e quadratura (i_q^*) para realizar o controle de potência, como apresentado em (18) e (19), respectivamente.

Tabela I
PARÂMETROS DO GRV E DO VSC.

Parâmetros do GRV	
Parâmetro	Valor
Potência nominal (W)	2000
Velocidade nominal (rad/s)	157.08
Velocidade de base (rad/s)	100
Corrente nominal (A)	9
Corrente máxima (A)	18.75
Número de polos (estator/rotor)	12/8
Tensão de operação (V)	300 – 450
Resistência do enrolamento (R_k) (ω)	4.52
Fluxo concatenado máximo (λ_{max}) (Wb.esp)	1.074
Coefficiente de inércia (J) (kgm^2)	0.004
Coefficiente de viscosidade (B) (Ns/m^2)	0.0098
Frequência de chaveamento (f_s) (kHz)	variável
Frequência de controle (f_c) (kHz)	20
Parâmetros do VSC	
Parâmetro	Valor
Capacitância (mF)	2.4
Indutância (mH)	6
Resistência do filtro indutivo (R_L) (Ω)	0.8
Frequência de chaveamento (f_s) (kHz)	10
Frequência de controle (f_c) (kHz)	20

$$P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) \quad (16)$$

$$Q = \frac{3}{2} (-V_d i_q + V_q i_d) \quad (17)$$

$$i_d^* = \frac{2}{3V_d} P_{ref} \quad (18)$$

$$i_q^* = -\frac{2}{3V_d} Q_{ref} \quad (19)$$

IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Simulações no ambiente Matlab/SIMULINK™ foram desenvolvidas para realizar a comparação entre as estratégias. A modelagem do GRV foi feita de acordo com o método apresentado em [14]. O sistema é composto por um GRV 12/8 (polos no estator/polos no rotor), um conversor AHB, um conversor VSC, e sistemas de controle. A Tabela I apresenta os parâmetros do GRV e do VSC necessários para replicar este estudo. Nesta seção, para facilitar a leitura, a estratégia em que o GRV controla a potência e o VSC controla a tensão será referenciada como *E1*, já a estratégia em que os papeis se invertem será chamada de *E2*.

A. Determinação dos ganhos dos controladores

Como mencionado, os ganhos dos controladores do GRV tanto para *E1* quanto para *E2* foram determinados empiricamente. Para tanto, após a escolha de ganhos aceitáveis para os controladores, diversas simulações foram realizadas visando encontrar os valores ótimos para os ganhos em cada uma das situações. Os ganhos iniciais para a estratégia *E1* em baixas velocidades foram: $K_{pp}^h = 0.002$ e $K_{ip}^h = 0.08$; e para altas velocidades: $K_{pp}^{pu} = 0.002$ e $K_{ip}^{pu} = 0.08$. Já para a estratégia *E2*, em baixas velocidades foram utilizados os ganhos $K_{pv}^h = 1$ e $K_{iv}^h = 9$, e em altas velocidades $K_{pv}^{pu} = 1$ e $K_{iv}^{pu} = 9$.

A Fig. 3 mostra a dinâmica da potência para velocidade de 80 rad/s (Fig. 3(a)) e para 130 rad/s (Fig. 3(b)) para a estratégia *E1*, assim como a dinâmica da tensão no barramento para 80 rad/s (Fig. 3(c)) e para 130 rad/s (Fig. 3(d)) para a estratégia

Tabela II
COMPARAÇÃO ENTRE AS ESTRATÉGIAS.

ω (rad/s)	T (s)	Estratégia:		E1		E2		Dif (%)
		P_{ref} (W)	t_{aco} (ms)	DHT(%)	t_{aco} (ms)	DHT(%)		
80	1.5	150.05	485	—	46.5	—	90.4	
	2	400.11	260	11.81	47.5	11.47	81.7	
90	1.5	256.65	365	—	45	—	87.7	
	2	613.31	231	7.50	57	7.45	75.3	
120	1.5	743.93	293	—	56.87	—	80.6	
	2	1587.87	202	2.45	53.75	2.29	73.4	
130	1.5	974.28	258	—	52.12	—	79.8	
	2	2048.57	163	1.90	59	1.84	63.8	

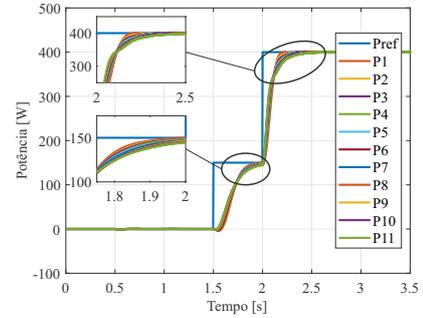
E2. As curvas de $P1 - P11$ são referentes a resultados obtidos com diferentes combinações de ganhos proporcional e integral. Em cada um dos casos, a combinação em $P6$ representa os ganhos escolhidos empiricamente. As demais combinações são obtidas variando-se os ganhos em passos de $1/6$ de seu valor para cima e para baixo, de maneira que os ganhos K_{pp}^h , K_{ip}^h , K_{pp}^{pu} , K_{ip}^{pu} , K_{pv}^h , K_{iv}^h , K_{pv}^{pu} , K_{iv}^{pu} sempre estão situados em $P6$. Com isso fica evidente que os ganhos escolhidos se aproximam dos ganhos ótimos para cada caso. Já os ganhos do controlador de corrente foram determinados de acordo com (12) e (13): $K_p^{i,usc} = 5$ e $K_i^{i,usc} = 155$.

B. Análise comparativa

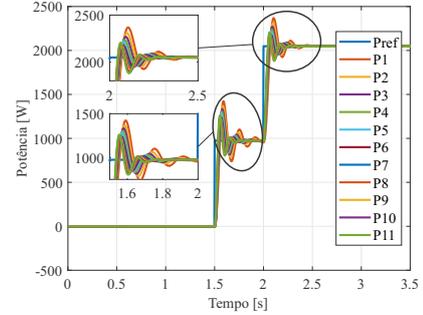
Na Fig. 4 são apresentados os resultados obtidos com os ganhos selecionados para ambas as estratégias. Nas figuras 4(a), 4(b), 4(c), e 4(d) estão os resultados para baixas velocidades ($\omega = 80$ rad/s). Já nas figuras 4(e), 4(f), 4(g), e 4(h) estão os resultados para altas velocidades ($\omega = 130$ rad/s). Nota-se que em baixas velocidades a estratégia E1 apresenta melhor regulação de tensão e a potência apresenta uma menor ondulação. Em altas velocidades, a estratégia E1 apresenta sobressinal de potência, de maneira que a estratégia E2 é preferida.

Para uma melhor análise, na Tabela II são apresentados dados de testes obtidos com as estratégias estudadas para velocidades abaixo da velocidade de base (80 rad/s e 90 rad/s) e acima da velocidade de base (120 rad/s e 130 rad/s), onde t_{aco} é o tempo de acomodação da resposta ao degrau, T (s) é o instante de aplicação do degrau, DHT(%) é a taxa de distorção harmônica total para a potência ótima em cada velocidade, e Dif é o valor percentual de diferença de tempo de acomodação entre as estratégias E1 e E2 para cada caso.

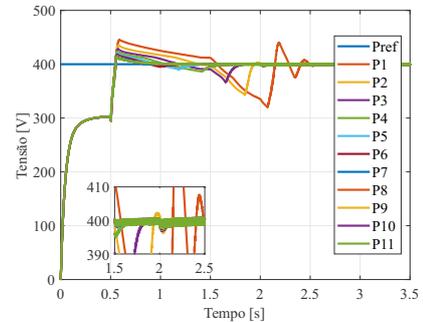
Em qualquer velocidade testada o tempo de acomodação para E2 é menor; porém, em velocidades mais baixas, a diferença é mais acentuada. Isso se deve ao fato de que para o controle de potência em E1, leva-se em consideração um filtro passa-baixas com frequência de corte entre 5 e 10 Hz, o que ocasiona uma resposta ao degrau de potência mais lenta se comparada com E2 [3]. Além disso, a estratégia E2 entrega uma qualidade de energia ligeiramente melhor que a estratégia E1. Vale notar que nenhuma técnica de filtragem além dos componentes indutivo e capacitivo foi adicionada. Ademais, os resultados demonstram que quanto menor a velocidade de operação, maior a taxa DHT. Este resultado é esperado, pois em baixas velocidades ocorre a operação por histerese de corrente, de maneira que o chaveamento de alta frequência no AHB se propaga para a energia injetada na rede elétrica. Além disso as componentes harmônicas representam uma



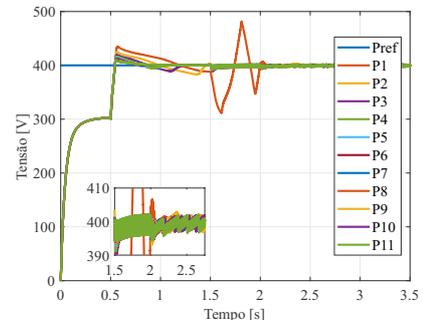
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3. Comparação da dinâmica da potência para estratégia E1 (em 80 rad/s): a) Controle por histerese de corrente; b) Controle por pulso único de tensão; Comparação da dinâmica da Tensão para estratégia E2 (em 130 rad/s): c) Controle por histerese de corrente; d) Controle por pulso único de tensão.

porcentagem maior da potência total gerada, já que a potência extraída depende da velocidade, como determinado por (2).

V. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um estudo comparativo entre duas estratégias de controle para WECS com GRV. Na primeira estratégia, denominada E1, o GRV é responsável pelo controle da potência injetada na rede e o VSC é responsável pela regulação

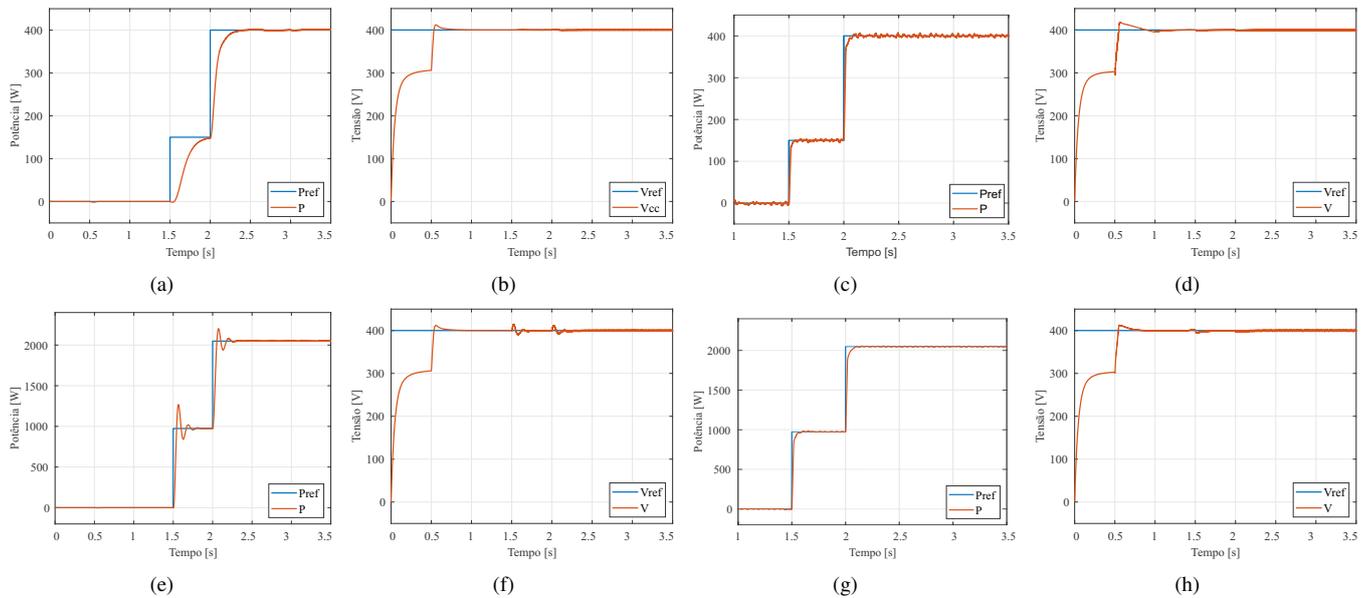


Figura 4. Comparação das estratégias para baixas velocidades. a) E1: Controle de potência do GRV; b) E1: Controle de tensão do VSC; c) E2: Controle de tensão do GRV; d) E2: Controle de potência do VSC. Comparação das estratégias para altas velocidades. e) E1: Controle de potência do GRV; f) E1: Controle de tensão do VSC; g) E2: Controle de tensão do GRV; h) E2: Controle de potência do VSC.

da tensão no barramento CC. Na segunda estratégia, denominada E2, os papéis se invertem. A comparação foi realizada para velocidades abaixo e acima da velocidade de base. Os resultados de simulação em ambiente Matlab/SIMULINK™ demonstram que embora as duas estratégias sejam capazes de realizar o controle do WECS em velocidade variável, a estratégia E2 apresenta melhor desempenho. Na velocidade de 80 rad/s, a estratégia E2 apresentou um tempo de acomodação de 46.5 ms, sendo 90.4 % menor que o obtido com a estratégia E1. Em altas velocidades (130 rad/s), o tempo de acomodação foi de 59 ms (63.8% mais rápido que com a estratégia E2). Em relação à qualidade de energia, a maior diferença entre as estratégias foi de 0.34% em 80 rad/s. Nota-se que a DHT se deteriora bastante em baixas velocidades.

REFERÊNCIAS

- [1] V. Yamasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," *IEEE Proceedings*, vol. 103, no. 5, pp. 740–788, 2015.
- [2] A. B. Moreira, T. A. D. S. Barros, V. S. D. C. Teixeira, R. R. D. Souza, M. V. D. Paula, and E. R. Filho, "Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 32 703–32 713, 2019.
- [3] T. A. d. S. Barros, P. J. d. S. Neto, P. S. N. Filho, A. B. Moreira, and E. R. Filho, "An approach for switched reluctance generator in a wind generation system with a wide range of operation speed," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 11, 2017.
- [4] R. Krishnan, *Switched reluctance motor drives: modeling, simulation, analysis, design, and applications*, C. P. LLC, Ed. New York: CRC Press LLC, 2001.
- [5] P. J. S. Neto, T. A. d. S. Barros, M. V. de Paula, R. R. de Souza, and E. R. Filho, "Design of computational experiment for performance optimization of a switched reluctance generator in wind systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 1, pp. 406–419, March 2018.
- [6] G. P. Viajante, D. A. Andrade, L. C. Gomes, J. A. Santos, V. R. Bernardeli, E. A. Coelho, A. W. F. V. Silveira, and M. A. A. Freitas, "A grid connection scheme of a switched reluctance generator for active power injection," in *2013 International Electric Machines Drives Conference*, 2013, pp. 415–420.
- [7] C. M. Liaw, M. Z. Lu, and P. H. Jhou, "Wind switched-reluctance generator based microgrid with integrated plug-in energy support mechanism," *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 1–1, 2020.
- [8] E. Rahmianian, H. Akbari, and G. H. Sheisi, "Maximum power point tracking in grid connected wind plant by using intelligent controller and switched reluctance generator," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1313–1320, 2017.
- [9] G. P. Viajante, E. N. Chaves, L. C. Miranda, M. A. A. d. Freitas, C. A. d. Queiroz, J. A. d. Santos, L. C. Gomes, and R. T. Fidelis, "Design and implementation of a fuzzy control system applied to a 6x4 srg," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 528–536, 2021.
- [10] H. Ackar, S. Huseinbegovic, S. Masic, S. Smaka, and A. Tahirbegovic, "Voltage control of a switched reluctance generator using discrete sliding mode technique," in *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, 2018, pp. 1731–1737.
- [11] C. R. D. Osório, F. P. Scalcon, R. P. Vieira, V. F. Montagner, and H. A. Gründling, "Robust control of switched reluctance generator in connection with a grid-tied inverter," in *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 2019, pp. 1–6.
- [12] H. S. Moreira, M. V. Gomes dos Reis, L. S. de Araujo, T. Perpetuo e Oliveira, and M. G. Villalva, "An experimental comparative study of perturb and observe and incremental conductance mppt techniques for two-stage photovoltaic inverter," in *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 2017, pp. 1–6.
- [13] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: modeling, control, and applications*, J. W. Sons, Ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2010.
- [14] T. A. S. Barros, P. J. Santos, M. V. Paula, A. B. Moreira, P. S. N. Filho, and E. R. Filho, "Automatic characterization system of switched reluctance machines and nonlinear modeling by interpolation using smoothing splines," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 26 011–26 021, 2018.