

Modelo de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Dotado de Gerador Síncrono: Avaliação da Qualidade da Energia no Ponto de Conexão com a Rede Elétrica

A. C. Pinto, J. C. Oliveira, G. C. Guimarães, A. J. Moraes e C. H. Salerno, UFU; B. C. Carvalho, UFMT, D. Werner Jr e Z. S. Vitória, FURNAS

Resumo— Grande parte dos sistemas de conversão de energia eólica (WECS – *Wind Energy Conversion Systems*) atualmente em operação no mundo utilizam geradores assíncronos para transformar a energia do vento em eletricidade. No Brasil, embora com uma potência instalada reduzida deste tipo de aproveitamento, a opção majoritária até o presente momento utiliza sistemas dotados de geradores síncronos, a exemplo do que se verifica na Alemanha, país este detentor desta tecnologia. Assim sendo, este artigo apresenta um arranjo para sistemas de conversão eólica utilizando geradores síncronos multipolos, que visa também suprir lacuna existente na literatura sobre estes sistemas. Os modelos das partes constituintes do WECS são descritos e implementados em um pacote de simulação no domínio do tempo. Estudos computacionais voltados para a avaliação da qualidade da energia no ponto de conexão com a rede elétrica são apresentados, que permitem avaliar o desempenho e impactos mútuos entre o WECS e a rede, sob diversas condições do sinal de vento, incluindo a ocorrência de turbulências do tipo rajada, rampa e ruído.

Palavras-chave - Aerogeradores, Energia eólica, Gerador Síncrono, Modelagem, Qualidade da Energia.

I. INTRODUÇÃO

Elevação dos preços e os danos ambientais provocados pelos combustíveis fósseis tradicionais são algumas das razões que explicam o grande interesse no mundo pelas fontes renováveis para a produção de energia elétrica. Dentre as fontes alternativas atualmente disponíveis, a energia produzida pelo vento é a que está ganhando maior destaque devido, principalmente, ao grande e inesgotável potencial do vento. Adiciona-se a isso, o estímulo que este tipo de fonte primária está recebendo do Estado brasileiro, que como resultado concreto tem-se, em fase de instalação, 1,4 GW de potência oriundas de centrais eólicas localizadas em diversas regiões do país.

Turbinas eólicas podem utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos. Geradores de indução, seja com rotor em gaiola de esquilo ou do tipo rotor bobinado, usualmente são empregados em turbinas eólicas de velocidade constante. De outro lado, as turbinas de velocidade variável podem operar tanto com geradores síncronos ou com geradores da indução de rotor bobinado.

O presente trabalho trata da modelagem matemática e computacional de um sistema de conversão de energia eólica (WECS – *Wind Energy Conversion System*) de velocidade variável dotado de máquina síncrona. Apesar de

atualmente ser esta, no Brasil, a topologia dominante e ao fato de que o único fabricante instalado no país produz máquinas do tipo mencionado, observa-se uma substancial lacuna de material de referência sobre este tipo de geração eólica, fato que demanda uma maior atenção por parte de todos os segmentos envolvidos.

Nesse cenário, são objetivos dos estudos aqui descritos, avaliar, sob características distintas da tensão no PAC (ponto do acoplamento comum), o desempenho do sistema eólico contemplado. Para tanto, são determinados e avaliados indicadores de qualidade da energia elétrica tais como: distorção Harmônica total de tensão (DTT), nível de cintilação luminosa e o perfil rms de tensão. A relação entre o WECS e a qualidade da tensão do PCC também é considerada nos estudos computacionais.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA - WECS

O presente trabalho restringe-se ao estudo de turbinas eólicas dotadas de geradores síncronos, com um número de pólos superior aos dos dispositivos síncronos convencionais, cuja estrutura física está ilustrada na figura 1. Trata-se de um sistema de velocidade variável, que utiliza a rotação das pás (controle *pitch*) para efetuar a regulagem da potência extraída do vento.

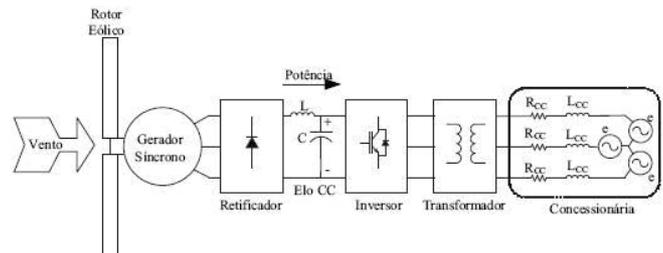


Figura 1. Estrutura física da turbina eólica contemplada

A. Representação das Pás da Turbina

Construtivamente, a turbina enfocada é de eixo horizontal dotada de três pás e operação em velocidade variável. A potência mecânica extraível do vento, e que é fornecido ao eixo elétrico do gerador, é dado por (1) [6]. Nesta expressão, “A” representa a área varrida pelas pás, ρ o peso específico do ar e V_{vento} a velocidade de vento. O coeficiente de potência C_p , determinado com auxílio de (2) até (4), corresponde ao limite de Betz, que na prática define

a potência máxima que pode ser extraída de um fluxo de ar.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A C_p V_{vento}^3 \quad (1)$$

Sendo:

$$C_p(\lambda, \theta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 - \theta - 0,002 \theta^2 \right) e^{-18,4/\lambda_i} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\theta} - \frac{0,003}{\theta^3 + 1}} \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{V_{pa}}{V_{vento}} = \frac{\omega_{pa} R}{V_{vento}} \quad (4)$$

e:

θ - ângulo de passo das pás;

λ - razão da velocidade da pá (*Tip Speed Ratio* –TSR);

ω_{pa} - velocidade angular das pás;

R – raio das pás.

O sinal do vento incidente nas pás do rotor é representado pela soma de quatro componentes, como mostra (5) [7].

$$V_{vento} = V_{base} + V_{rajada} + V_{rampa} + V_{ruído} \quad (5)$$

Onde:

V_{base} – componente base do vento;

V_{rajada} – componente rajada de vento;

V_{rampa} - componente rampa de vento;

$V_{ruído}$ – componente ruído.

B. Representação do Gerador Síncrono

A representação do gerador elétrico é feita utilizando o modelo geral do fluxo de uma máquina síncrona [8], fundamentado em técnicas no domínio de tempo. As expressões fundamentais que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona são dadas por (6) e (7).

$$[v] = -[R][i] - \frac{d[\lambda]}{dt} \quad (6)$$

$$[\lambda] = [L][i] \quad (7)$$

Sendo:

$[v]$, $[i]$, $[\lambda]$ – matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases “a, b e c” do estator, da excitação ou campo “F” (*field*) do rotor e das componentes “D e Q” (dos eixos direto e quadratura) do enrolamento amortecedor, respectivamente;

$[R]$ - matriz diagonal das resistências dos enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”;

$[L]$ - matriz das indutâncias dos enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”.

C. Representação do Conversor de Frequência e Malha de Controle

Das diversas topologias disponíveis para conversores de frequência, optou-se por um que se alia baixo custo,

robustez, e ter, no estágio da inversão, controlabilidade suficiente para a aplicação em vista. Com esses pressupostos, a escolha recaiu na topologia mostrada na figura 2, que consiste de duas pontes retificadoras não controladas conectadas em série e um inversor PWM senoidal (*Pulse - Width Modulation*). Nesta condição, o conversor comporta-se como um link assíncrono AC-DC-AC, desacoplando dessa forma o sistema de conversão eólico da rede elétrica CA [9]. Maiores detalhes sobre o projeto do filtro na saída podem ser encontrados em [10].

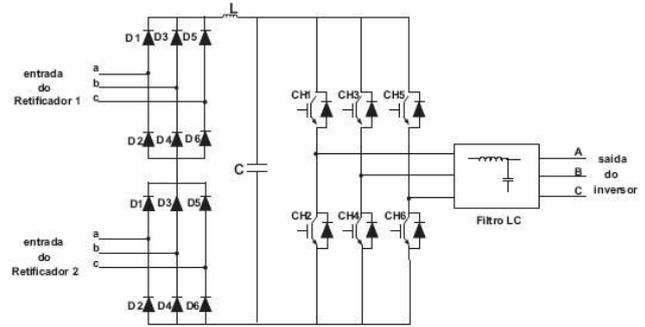


Figura 2. Representação do Conversor de frequência

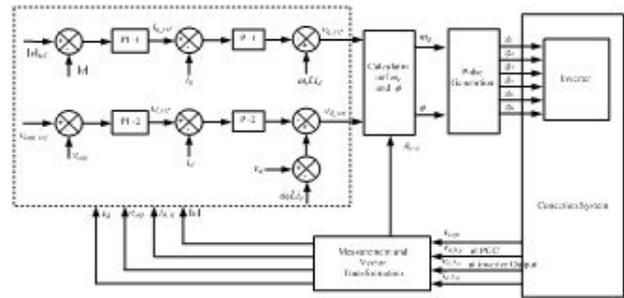


Figura 3. Diagrama de blocos do inversor

O inversor torna possível o controle das potências ativa e reativa fornecida/consumida para/do sistema através de um sistema de controle adequado, em malha fechada, conforme mostra a fig. 3. A estratégia de controle é baseada na teoria vetorial [11], que permite a extração máxima da energia disponível do vento e também o controle da tensão no ponto de acoplamento comum (PCC).

Na malha de controle superior, observa-se que, uma vez obtido o módulo da tensão $|V|$ no ponto conexão com a rede elétrica, este é comparado com um dado valor de referência. O sinal do erro resultante de tal comparação é então aplicado ao controlador PI-1, que define a corrente de referência em quadratura, i_{q_ref} . Este valor é comparado com a corrente em quadratura obtida da transformação vetorial e a diferença é utilizada como valor da entrada para controlador proporcional P-1, cuja saída, por sua vez, é comparada com o sinal gerado para eliminar o acoplamento de eixo direto, obtendo-se assim, a tensão em quadratura de referência, v_{q_ref} .

$$m_p = \frac{\sqrt{v_{d_ref}^2 + v_{q_ref}^2}}{v_{cap}} \quad (10)$$

$$\theta = \arctan \left(\frac{v_{q_ref}}{v_{d_ref}} \right) \quad (11)$$

$$\phi = \theta + \theta_{grid} \quad (12)$$

Para a segunda malha de controle é adotada uma metodologia similar. Os dados de entrada neste caso são a tensão do elo CC e o valor correspondente da tensão de referência fornecida. A tensão de referência de eixo direto, v_{d_ref} , é então obtida como valor de saída da malha.

As tensões de referência v_{q_ref} e v_{d_ref} obtidas são utilizadas para determinar, com o uso de (10) e (11), os valores do índice da modulação, m_p , e o ângulo de deslocamento, θ , respectivamente. O índice m_p define o valor da tensão da referência do controle PWM usado para ajustar o fluxo de potência reativa. De outro lado, o ângulo θ define a defasagem entre a tensão da saída do inversor, e , e a tensão do PAC, V , que é utilizado para ajustar o fluxo de potência ativa injetada no sistema CA. Salienta-se que o controle PWM requer que a tensão da referência esteja sincronizada com a tensão da rede de conexão. Assim sendo, o ângulo de defasagem da tensão da rede, θ_{rede} , deve ser levado em consideração e é obtido durante o processo de aquisição das tensões do PAC. O ângulo ϕ usado no controle é dado por (12).

D. Representação da rede Elétrica

A baixa tensão de saída gerada por um sistema eólico geralmente é inadequada para atender os requisitos dos sistemas de distribuição ou transmissão. Portanto, torna-se necessário o emprego de um transformador elevador para efetuar a conexão do WECS à rede elétrica. O sistema eólico desenvolvido é acoplado então a um modelo equivalente da rede elétrica, representado por uma fonte ideal de tensão atrás de uma impedância equivalente (R-L), como mostrado na figura 1. Dessa maneira, a capacidade de curto-circuito do sistema equivalente pode ser perfeitamente determinada. A representação matemática da “concessionária”, no PAC, é dada por (13).

$$[v] = [e] - [R_{SC}][i] - [L_{SC}] \frac{d[i]}{dt} \quad (13)$$

Embora uma representação muito simples tenha sido usada, ressalta-se que o software permite arranjos mais detalhados para avaliar o impacto decorrente da conexão de aerogeradores com os sistemas de distribuição. Todavia, para os fins aqui delineados, que é avaliar os impactos entre WECS e o sistema da C.A., a representação adotada considera-se apropriada.

III. INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Para avaliar o desempenho do sistema de conversão eólica, focando a qualidade da energia elétrica, foram consideradas duas normas que norteiam esta questão. Estes documentos estabelecem as exigências mínimas para a conexão à rede básica Brasileira ou aos sistemas da

distribuição. Tais documentos foram elaborados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Agência Nacional da Energia Elétrica (ANEEL). O primeiro é conhecido como procedimentos de rede (PROREDE) e o segundo como procedimentos de distribuição (PRODIST). Os principais parâmetros a serem considerados estão sintetizados nas tabelas I e II [1], [12].

TABLE I
INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – PROCEDIMENTOS DE REDE (PROREDE – ONS)

	Valores de Referência	
	Valores Individuais Máximos 13.8kV ≤ V < 69kV	Valores Globais Máximos V < 69kV
Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT)	3%	6%
Desequilíbrio	1.5%	2%
Flicker (P_{st}D95%)	0.8pu	1pu

TABLE II
INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO (PRODIST– ANEEL)

	Valores de Referência
	Valores Globais 1kV < V ≤ 13.8kV
Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT)	8%
Desequilíbrio	2%
Flicker (P_{st}D95%)	1pu

IV. ESTUDOS REALIZADOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO

Os dados básicos da turbina empregada nos estudos são mostrados na tabela III. A carga conectada ao PAC é suprida conjuntamente pelo WECS e pela concessionária, dependente da potência mecânica disponível no vento. A fração que cada uma destas fontes contribui dependerá do poder mecânico disponível, isto é, da condição do vento.

TABLE III
DADOS DO SISTEMA EÓLICO SIMULADO

Rotor Eólico	Nº de pás	Rádio [m]	Controle	Tipo de eixo
		3	21	pitch
Gerador Elétrico	F _n [Hz]	p [polos]	V _n [V]	S _n [kVA]
	17	60	400	600
Conversor de frequência	f _{chaveamento} [kHz]	C _{cc} [mF]	V _{in} [V]	
	1.8	800	1200	
	L _{cc} [mH]	Control	V _{out} [V]	
	0.2	PWM	400	
Transformador	R [%]	S _n [kVA]	V _{pri} [V]	
	0.5	1000	400	
	X [%]	f _r [Hz]	V _{sec} [kV]	
	5	60	13.8	
Concessionária	S _{sc} [MVA]	V _n [kV]	F _n [Hz]	
	10	13.8	60	
Carga	P [kW]	Q [kVar]	V _n [kV]	F _n [Hz]
	650	50	13.8	60

Os três casos a serem apresentados neste artigo encontram-se resumidos na tabela IV. Muito embora diversas condições operativas tenham sido objeto de investigação, somente duas situações não-ideais foram selecionadas para ser apresentadas neste artigo, a saber: desequilíbrio da tensão e distorção da forma de onda.

Para a componente base da velocidade do vento foi utilizado um valor de 8 m/s, o que resulta numa potência aproximadamente de 35% da capacidade nominal do aerogerador. A velocidade base adotada é um valor típico encontrado na literatura para este tipo de geração [5].

TABLE IV
CASOS ESTUDADOS

Caso	Características	
	Vento	Concessionária
1	Componente base	Condições Ideais
2	acrescida de ruído e	Desequilíbrio de tensão de 5%
3	duas rajadas.	Distorção harmônica de tensão de 10%

A avaliação da operação combinada do WECS com a rede de distribuição é realizada utilizando-se os seguintes indicadores de qualidade: distorções harmônicas, desequilíbrios, perfil rms de tensão e *flicker*. Para fins de avaliação qualidade da energia elétrica sob o prisma dos valores de referência estabelecidos nas normas referenciadas, neste trabalho, são enfocadas apenas aquelas necessárias para efetuar a aferição do desempenho dos indicadores em questão. Todavia, considerando-se que a verificação da conformidade ou não com os valores de referência deve ser feito no ponto de conexão da turbina com a rede elétrica, a avaliação do desempenho do complexo eólico-elétrico é realizado no PAC, dando-se, portanto, uma maior atenção a este barramento.

A. Caso 1 - Condições Ideais

A figura 4 mostra o sinal do vento gerado, o qual apresenta adicionalmente à componente base de 8 m/s, a componente “ruído” e duas rajadas de vento, ambas com de 3 segundos de duração e valor máximo de 3 m/s.

Salienta-se, ainda com referência à figura mencionada, que a escolha do valor de pico de 11 m/s foi feita atentando para o valor nominal do dispositivo, em torno de 12 m/s, e que ainda não ocorre a atuação do controle das pás (ângulo de passo).

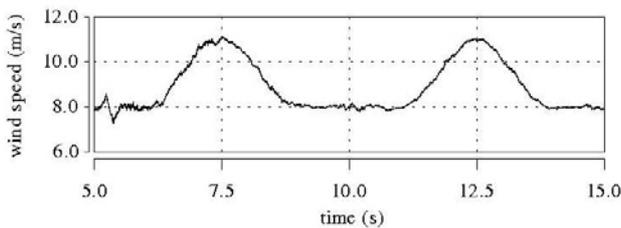


Figura 4. Sinal de vento gerado – Caso 1

O comportamento da velocidade do eixo de rotor da turbina eólica pode ser observado na figura 5. O valor em regime encontra-se na faixa dos 3,6 rad/s, e durante as rajadas alcança picos próximos a 4,8 rad/s.

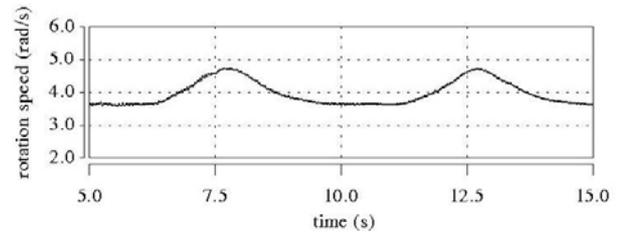


Figura 5. Velocidade do eixo da turbina – Caso 1

A figura 6 apresenta as tensões de linha no PAC. Os valores RMS destas tensões estão ilustrados na figura 7, que evidenciam um comportamento semelhante para as três grandezas, mesmo durante a ocorrência das turbulências. Três valores de interesse são determinados: valor em regime permanente (13,78 kV) e valores máximos e mínimos (13,85 kV e 13,67 kV, respectivamente). O conteúdo harmônico é pequeno valor. O nível da cintilação é medido através do indicador de severidade de curta duração (P_{st}), atingiu um valor igual a $P_{st}=0,4$. Ambos indicadores encontrados estão em conformidade com os valores de referência estabelecidos.

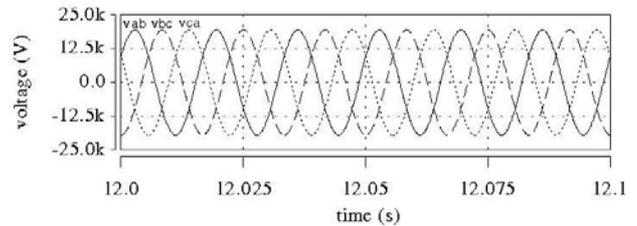


Figura 6. Detalhe das tensões trifásicas no PAC - Caso 1

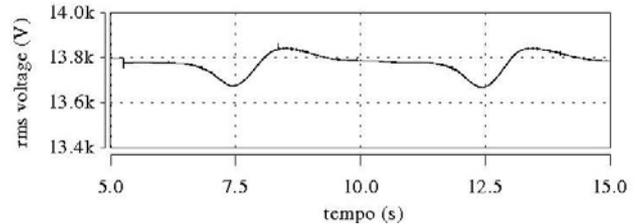


Figura 7. Perfil RMS das tensões de linha trifásicas no PAC – Caso 1

O perfil das correntes de linha no PAC está ilustrado na figura 8. Um detalhe destas grandezas encontra-se ilustrado na figura 9. Observa-se que as correntes são sensíveis às variações do vento, afetando, em consequência, a potência gerada. O valor RMS das correntes varia de 6,0 A em regime, para um valor de 19,0 A, no pico das rajadas.

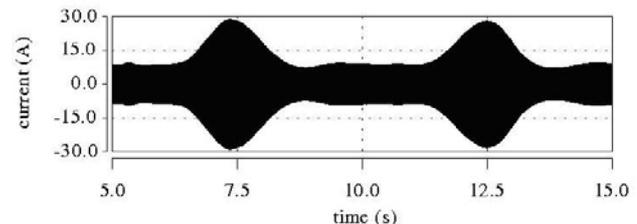


Figura 8. Perfil das correntes de linha trifásicas no PAC – Caso 1

A figura anterior permite constatar a forte dependência da corrente com o vento incidente. Este fato explica a preocupação com os controles implementados, de maneira a limitar a potência máxima extraível do vento a seu valor

nominal, o que em sistemas reais evitaria a ocorrência de esforços mecânicos que pudessem comprometer a integridade física da turbina.

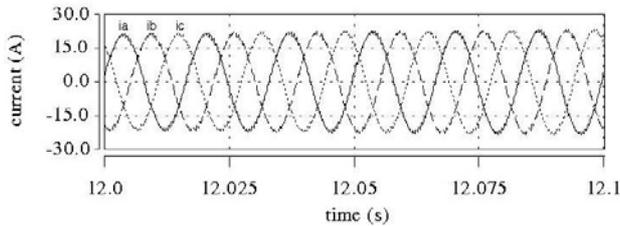


Figura 9. Detalhe das correntes mostradas na Fig. 8 – Caso 1

Ainda com respeito às figuras anteriores, a pequena distorção das formas de onda das correntes é corroborada pelo valor encontrado para o indicador, cujo valor é de $DTC = 2,7\%$. Observa-se que a forma de onda exibida tem um desempenho típico de a operação de inversores PWM senoidal.

B. Caso 2 - Desequilíbrio de tensão de 5%

A figura 10 ilustra as tensões de linha no PAC, que tornam evidente o desequilíbrio imposto à rede elétrica. Vale destacar que o nível de desequilíbrio utilizado é bastante elevado, contudo, valores desta monta podem ocorrer em pontos do sistema elétrico considerado fraco. O valor encontrado para o indicador da distorção harmônica total de tensão é de $DTT = 0,55\%$ e o nível de severidade de cintilação $Pst = 0,5$ pu.

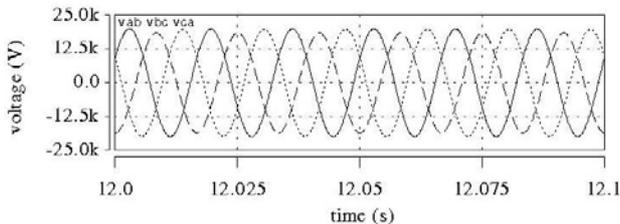


Figura 10. Detalhe das tensões de linha trifásicas no PAC– Caso 2

O perfil RMS das tensões de linha no PAC pode ser observado na figura 11. Os valores alcançados por estas grandezas são: a) Regime permanente: $V_{AB} = 14,15$ kV, $V_{BC} = 13,15$ kV e $V_{CA} = 14,04$ kV; b) Regime transitório (valores mínimos): $V_{AB} = 13,94$ kV, $V_{BC} = 12,96$ kV e $V_{CA} = 13,99$ kV. Esta última situação ocorre durante a ocorrência da rajada.

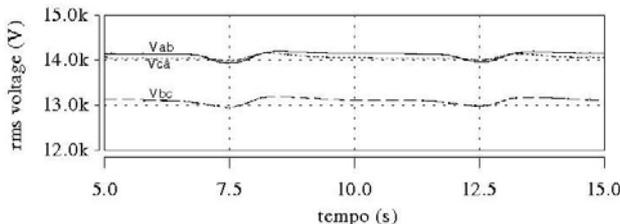


Figura 11. Perfil RMS das tensões de linha trifásicas no PAC – Caso 2

O perfil correspondente das correntes no PAC está ilustrado na figura 12. Nota-se, de maneira similar ao caso precedente, as significativas variações de amplitude sofridas

pelos correntes devido às turbulências impostas.

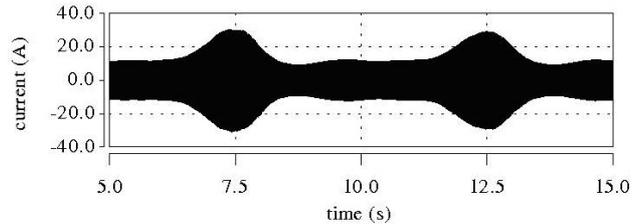


Figura 12. Correntes de linha trifásicas no PAC – Caso 2

Detalhes do desempenho das correntes em regime permanente e durante a ocorrência das rajadas pode ser observado nas figuras 13 e 14, respectivamente. Observa-se que em consequência do desequilíbrio imposto às tensões da rede, as correntes mostram-se distorcidas e diferem também em amplitude. Os valores encontrados para as correntes nos períodos mencionados são: a) Regime: $I_A = 7,7$ A; $I_B = 6,6$ A e $I_C = 4,2$ A, b) Durante as rajadas: $I_A = 20,3$ A; $I_B = 19,9$ A e $I_C = 18,8$ A.

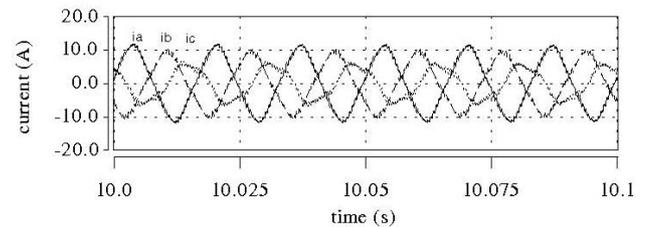


Figura 13. Detalhe das correntes de linha no PAC, em regime – Caso 2

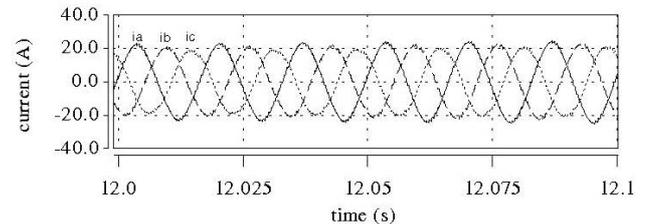


Figura 14. Zoom das correntes de linha no PAC, durante a rajada – Caso 2

As figuras 15 e 16 mostram os espectros harmônicos das correntes anteriormente ilustradas, para as condições de regime permanente e durante a turbulência. Como já dito, constata-se como mais crítica a condição de regime, comparativamente ao período com a presença de rajadas.

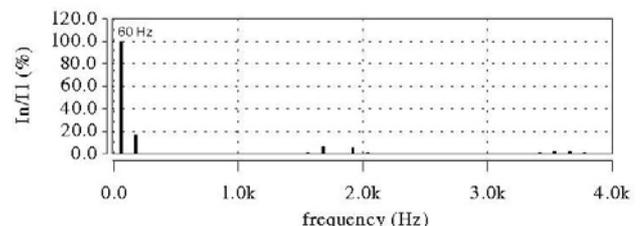


Figura 15. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 2

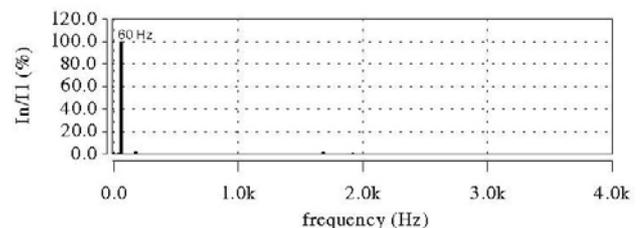


Figura 16. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 2

O indicador da distorção harmônica de corrente - DTC atingiu o valor de 18,96% e para o período com rajadas foi igual a 3,45%, justificado pelo maior valor da fundamental correspondente.

C. Caso III – Distorção Harmônica de Tensão – DTT de 10%

A figura 17 exibe as tensões linha no ponto da conexão com a rede elétrica, com a imposição à concessionária de uma distorção harmônica de 10%. O detalhe apresentado nesta figura está associado ao período da rajada. O P_{st} encontrado para este caso é de 0,4 pu.

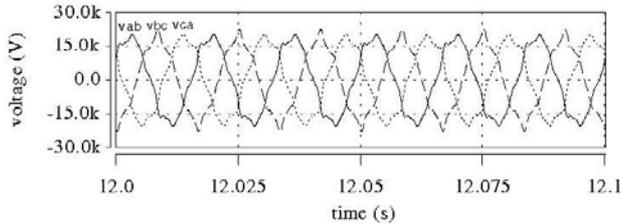


Figura 17. Detalhe das tensões trifásicas de linha no PAC – Caso 3

Os perfis RMS das tensões de linha no PAC estão exibidos na figura 18. Devido à composição das componentes harmônicas com a fundamental associada nota-se uma ligeira diferença entre as tensões das três fases. Os valores RMS encontrados são: a) De regime: $V_{AB}=13,85$ kV e $V_{BC}=13,85$ kV e $V_{CA}=13,87$ kV; b) Durante as turbulências (valores mínimos): $V_{AB}=13,75$ kV, $V_{BC}=13,75$ kV e $V_{CA}=13,75$ kV e c) após as rajadas (valores máximos): $V_{AB}=13,88$ kV, $V_{BC}=13,86$ kV e $V_{CA}=13,89$ kV.

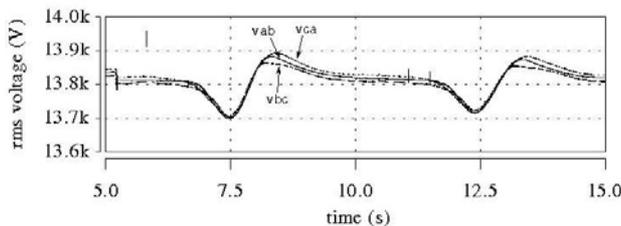


Figura 18. Perfil RMS das tensões trifásicas no PAC – Caso 3

O espectro harmônico das tensões anteriormente ilustradas está mostrado na figura 19, cujo indicador DTC encontrado para este caso, na região da turbulência, é de 9,7%.

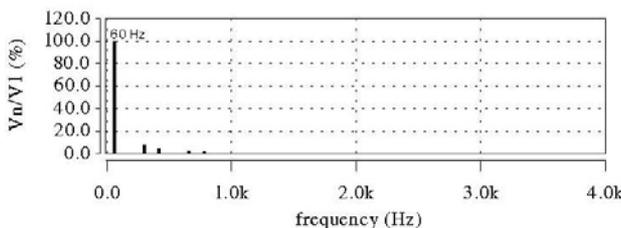


Figura 19. Espectro harmônico de tensão no PAC – Caso 3

As correntes de linha no PAC estão exibidas na figura 20. As figuras 21 e 22 retratam detalhes destas correntes do PAC, em regime permanente e no período transitório. Similarmente às tensões, observa-se que as correntes apresentam um pequeno desequilíbrio e uma distorção da

forma de onda de proporções maiores.

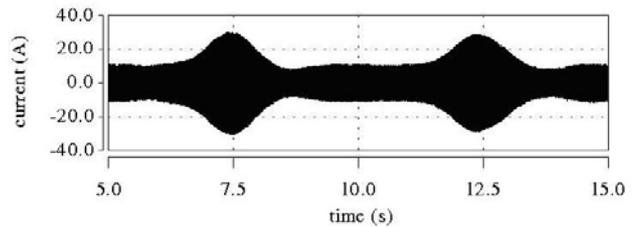


Figura 20. Correntes de linha no PAC – Caso 3

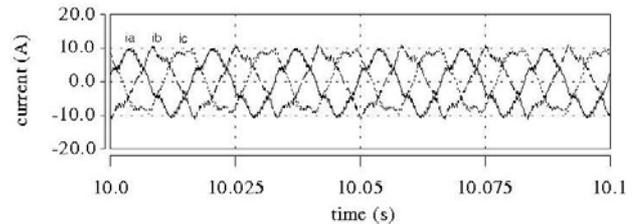


Figura 21. Zoom das correntes de linha no PAC, regime - Caso 3

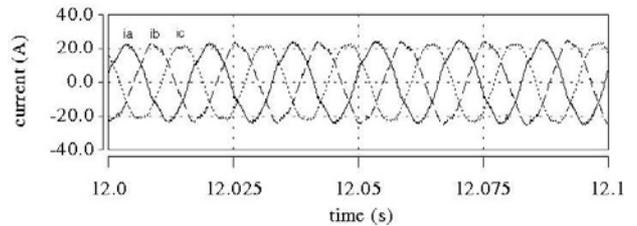


Figura 22. Zoom das correntes de linha no PAC, durante a rajada - Caso 3

Os valores RMS verdadeiros nas duas situações descritas mostradas nas figuras anteriores são: a) Condição de regime: $I_A=6,4$ A, $I_B=6,3$ A e $I_C=6,6$ A e na condição transitória: $I_A=19,1$ A, $I_B=19,1$ A e $I_C=19,3$ A.

Os espectros harmônicos de corrente, correspondentes à tensão da figura anterior, em regime e durante a rajada, estão ilustrados nas figuras 23 e 24. Na condição de regime a figura mostra a presença de algumas componentes harmônicas, nas faixas de baixas e altas frequências. As componentes de menor frequência são devidas à distorção imposta à rede elétrica e as de maior frequência à operação do próprio conversor.

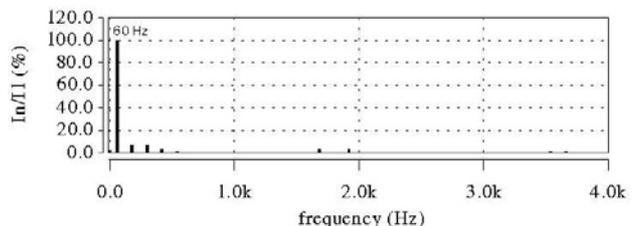


Figura 23. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 3

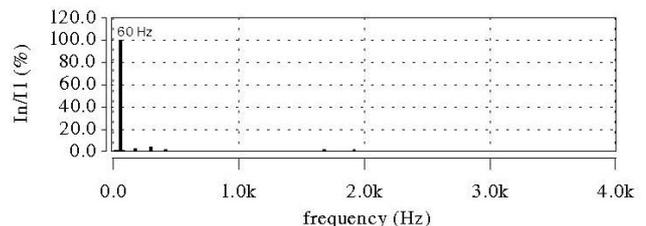


Figura 24. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 3

V. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou a modelagem e implementação computacional de um sistema de conversão de energia eólica (WECS), de velocidade variável, equipado com um gerador síncrono multipolos, usando técnicas do domínio de tempo.

Para os diversos estudos computacionais realizados, os resultados obtidos evidenciaram que, com tensões ideais no PAC (Caso 1), os indicadores de qualidade da energia associados à operação de WECS encontram-se dentro dos limites globais estabelecidos na legislação.

Para a condição de desequilíbrio de 5% na tensão (caso 2), constatou-se uma modificação mais significativa no nível de perturbação da tensão. Durante a ocorrência da rajada obteve-se um DTT de 0,5%. O P_{st} alcançou a cifra de 0,5 pu. Para a corrente injetada na rede CA, um nível igualmente elevado de desequilíbrio foi encontrado. A DTC em regime foi de 19%, e durante as turbulências alcançou o valor de 3,5%.

Para o caso em que a tensão da rede apresentava uma distorção harmônica de 10% (caso 3), foram obtidos os seguintes valores para a distorção das correntes de linha: 12% em regime e de 6% durante as rajadas.

Conclui-se que, para as condições em que a rede elétrica apresenta qualidade dentro dos padrões considerados aceitáveis, os WECS pouca influência têm sobre a qualidade da energia nas barras as quais são conectadas. Redes com algum tipo de comprometimento, no entanto, deverão ser objeto de estudos mais aprofundados.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS - Operador Nacional do Sistema. Available: <http://www.ons.org.br>.
- [2] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard, K. Eskildsen, "Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines", Industrial Electronics Society, IECON'01 - 27th Annual Conference of the IEEE, November, 2001, pp. 2000 - 2005.
- [3] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Sáenz, "Modeling and Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N° 2, 2003, pp. 194 - 204.
- [4] M. V. Nunes, "Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- [5] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", John Wiley & Sons, England, 1998.
- [6] J. G. Sloopweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N° 4, 2003, pp. 516 - 524.
- [7] P. M. Anderson, A. Bose, "Stability Simulation of Wind Turbine Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, N° 12, 1983, pp. 3791 - 3795.
- [8] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [9] R. M. Hilloowala, A. M. Sharaf, "Modelling Simulation and Analysis of Variable Speed Constant Frequency Wind Energy Conversion Scheme Using Self Excited Induction Generator", Proceedings, Twenty-Third South-eastern Symposium on System Theory, March, 1991, pp. 33 - 38.
- [10] R. G. Oliveira, "Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado", Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2004.

- [11] C. Schauder, H. Mehta, "Vector Analysis and Control of Advanced Static Var Compensators", IEE Proceedings-C, Vol. 40, N° 4, pp. 299 - 306.
- [12] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Available: <http://www.aneel.gov.br>.