



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Cálculo das Variações de Tensão Provocadas pela Conexão de Parques Eólicos a Partir de Estudos de Curto-Circuito

<b>Francisco Luna Tavares</b>	<b>Ubiratan H. Bezerra</b>	<b>Selênio Rocha Silva</b>
<b>COSERN</b>	<b>UFPA</b>	<b>UFMG</b>
luna_tavares@yahoo.com.br	bira@ufpa.br	selenios@dee.ufmg.br
<b>J. Tavares de Oliveira</b>	<b>Clóvis B. M. Oliveira</b>	<b>M. Firmino de Medeiros Jr.</b>
<b>UFRN</b>	<b>CEFET-RN</b>	<b>UFRN</b>
jtavares@ct.ufrn.br	clovisoliveira@ceferrn.br	firmino@dca.ufrn.br

#### Palavras-chave

Aerogerador

Curto-circuito

Variação de Tensão

Sistemas Elétricos de Potência

#### Resumo

Este trabalho apresenta uma descrição do desenvolvimento de um novo método para cálculo das variações de tensão em regime permanente, provocadas pela conexão de aerogeradores no sistema, a partir de estudos de curto-circuito. Para tanto, são feitas algumas considerações a respeito da modelagem da rede e das técnicas que compõem a proposta deste trabalho. Logo após, são apresentados os resultados de simulações computacionais, implementando a técnica proposta no Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE.

#### 1. Introdução

O cálculo das correntes de curto-circuito, em sistemas de energia elétrica, se constitui em um procedimento de análise indispensável à elaboração de projetos de proteção e coordenação dos seus diversos elementos. Dada a sua importância, esse cálculo é usualmente realizado para todas as barras do sistema, em estudos de planejamento e operação, tendo como resultado os dados de vulnerabilidade do sistema.

Por sua vez, os dados de vulnerabilidade são compostos pelos seguintes parâmetros: correntes complexas de curto-circuito (ou potência complexa de curto-circuito), tensões de falta (afundamentos) e tensões de pré-falta nas barras. O presente trabalho propõe o uso dessas grandezas para caracterizar a rede, através da montagem da matriz  $Z_{BARRA}$  que posteriormente é utilizada para simulação de um fluxo de carga misto, capaz de fornecer os impactos de tensão na rede, provocados pela conexão de parques eólicos. Assim, a delimitação da rede que deve ser analisada fica definida, a partir do conhecimento dos nós que apresentam variações de tensão desprezíveis, em decorrência de curtos-circuitos ocorridos no ponto de conexão.

Dessa forma, o presente trabalho visa a contribuir nos estudos aplicados à avaliação dos impactos de tensão provocados por produtores independentes em sistemas de potência através de um novo método computacional, sem que os produtores independentes tenham a necessidade de conhecer todos os dados do sistema interligado, limitando sua análise à região de vulnerabilidade.

No presente artigo, apresentam-se algumas considerações a respeito da montagem da matriz  $Z_{BARRA}$ , dos modelos de aerogeradores utilizados nas simulações e do algoritmo desenvolvido. Logo após, descrevem-se as simulações propostas e seus resultados.

## 2. Desenvolvimento

### 2.1. Montagem da matriz $Z_{BARRA}$

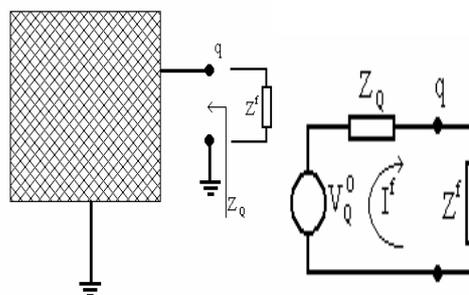
Um dos estudos de extrema importância para o funcionamento adequado de um sistema de energia elétrica é o cálculo das correntes de curto-circuito da rede, pois permite o dimensionamento dos dispositivos de proteção evitando que altos fluxos de correntes danifiquem a rede, desconectando a parte defeituosa do sistema.

Os dados obtidos por esse estudo compreendem as correntes de curto-circuito, variações de tensão de falta e tensão de pré-falta, denominados de dados de vulnerabilidade do sistema. A partir dessas grandezas, mesmo sem o conhecimento de dados específicos de todo o sistema, é possível a montagem da matriz  $Z_{BARRA}$  de um sistema reduzido, no qual podem resultar variações significativas de tensão, em decorrência da conexão de uma nova geração. Mostra-se neste trabalho como utilizar essa matriz, para o cálculo de fluxo de carga. Para tanto, algumas considerações preliminares são feitas a respeito do cálculo de curto-circuito, como mostram (STAGG, 1968) – (OLIVEIRA, 2008).

#### 2.1.1. Conexão das impedâncias e o teorema de Thévenin

As mudanças ocorridas nas tensões e correntes de um circuito, decorrentes da inclusão de uma impedância entre dois de seus nós, são idênticas àquelas tensões e correntes causadas pela conexão, entre os nós considerados, de uma f.e.m. de polaridade e valor iguais ao da tensão preexistente, em série com a impedância incluída, com as demais fontes ativas desligadas.

Considerando a rede monofásica esquematizada na Figura 1, o curto-circuito através da impedância  $Z_f$  pode ser calculado, utilizando-se o teorema de Thévenin. Para tanto, admite-se que as máquinas que alimentam o curto podem ser representadas por uma fonte de f.e.m. atrás de uma impedância.



**Figura 1**

Circuito equivalente das máquinas que alimentam o curto representado por uma fonte de f.e.m. atrás de uma impedância.

$$I^f = \frac{V_Q^0}{Z_Q + Z^f} \quad (1)$$

Onde:

$I^f$  : corrente que circula pelo curto-circuito;

$V_Q^0$  : tensão de Thévenin antes da falta;

$Z_Q$  : impedância de Thévenin;

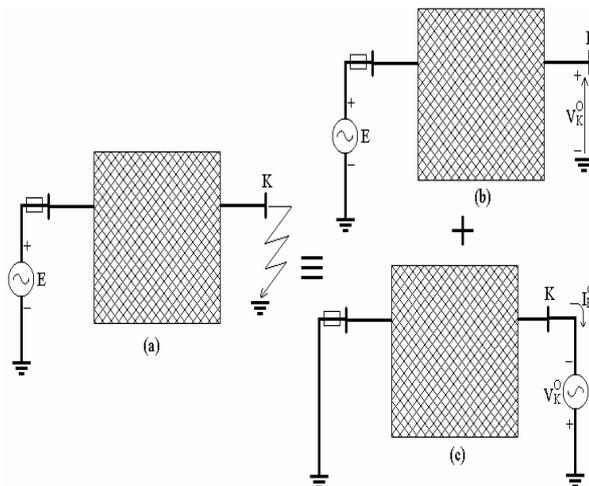
$Z^f$  : impedância do curto-circuito.

A impedância  $Z_Q$  pode ser calculada a partir dos dados de vulnerabilidade na barra  $q$  :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot V_{eq}^o \cdot I_q^f = 3 \cdot \frac{(V_q^o)^2}{Z_a} \Rightarrow Z_a = 3 \cdot \frac{(V_q^o)^2}{S_{cc}} \quad (2)$$

Caso o nível de curto não seja conhecido, pode-se calcular  $Z_Q$  como a impedância vista entre os nós  $q$  e a referência (terra), com todas as fontes ativas desligadas.

As hipóteses simplificadoras que permitem estabelecer as bases de um método para cálculo de curto-circuito consistem, em primeiro lugar, na modelagem de máquinas síncronas através de uma *f.e.m.* atrás de uma reatância; em segundo lugar, as cargas são representadas através de fontes de corrente constantes. Alternativamente, dependendo do modelo aplicável às cargas, estas podem ser modeladas através de impedâncias. Dessa forma, o sistema se torna linear e o princípio da superposição pode ser aplicado, para determinar as tensões e correntes após o curto-circuito, de acordo com o esquema da Figura 2.



**Figura 2**

Esquema para aplicação do princípio da superposição para determinar as tensões e correntes após o curto-circuito.

Para a rede na situação *c* da Fig. 2, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ -I_k^f \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & Y & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ -V_k^o \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3)$$

Considerando que as fontes de corrente representativas das cargas foram desligadas, tem-se que:

$$I_i = \begin{cases} 0 & , p/i \neq k \\ -I_k^f & , p/i = k \end{cases} \quad (4)$$

Dividindo todas as  $n$  equações por  $-I_k^f$  e invertendo a matriz  $Y$ , obtém-se:

$$\begin{bmatrix} -\Delta V_1/I_k^f \\ \vdots \\ \vdots \\ V_k^o/I_k^f \\ \vdots \\ \vdots \\ -\Delta V_n/I_k^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1k} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & \cdots & Z_{2k} & & Z_{2n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Z_{k1} & \cdots & Z_{kk} & & Z_{kn} \\ Z_{n1} & & Z_{nk} & & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Assim, têm-se as expressões que permitem a montagem da matriz  $Z_{BARRA}$ :

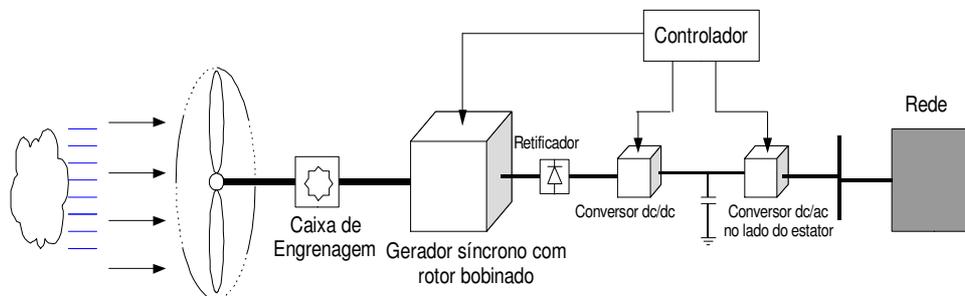
$$\begin{aligned} Z_{ik} &= -\frac{\Delta V_i}{I_k^f}, \quad \forall i \neq k \\ Z_{kk} &= \frac{V_i}{I_k^f}, \quad \forall i = k \end{aligned} \quad (6)$$

## 2.2. Modelos dos aerogeradores

De uma maneira geral, as principais tecnologias de máquinas utilizadas, trabalhando em esquema de velocidade variável para produção de energia elétrica a partir do vento, são os geradores síncronos, os de indução com rotor em gaiola e os de indução com rotor bobinado, conhecido como gerador de indução duplamente excitado ou DFIG.

### 2.2.1. Gerador síncrono

A Figura 3 apresenta um aerogerador síncrono em esquema de velocidade variável. O sistema é composto de caixa de engrenagem, gerador síncrono, retificador trifásico, conversor dc/dc, conversor dc/ac chaveado por PWM e controladores, compondo o conversor ac/ac.

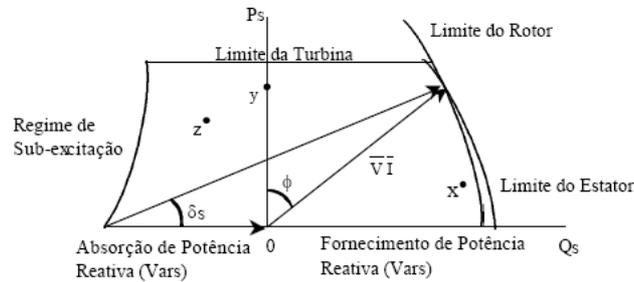


**Figura 3**

Esquema do aerogerador síncrono.

O principal objetivo do uso do conversor ac/ac é isolar o gerador da rede, dando liberdade para operar o campo do estator em diferentes velocidades. Em outras palavras, a velocidade do campo do estator

não está em sincronismo com a frequência da rede. Além disso, o conversor dc/ac permite controlar os fluxos de potências ativa e reativa inseridas na rede pelo parque. Assim, em regime permanente o aerogerador síncrono pode ser modelado como uma barra PQ, cujos limites de potência reativa, determinados pelo conversor e pelas condições de operação da rede do parque, são apresentados na curva característica do gráfico da Figura 4, como mostra (NUNES, 2003).



**Figura 4**

Curva característica dos limites de reativos gerados ou consumidos pelo parque eólico de acordo com a potência ativa gerada.

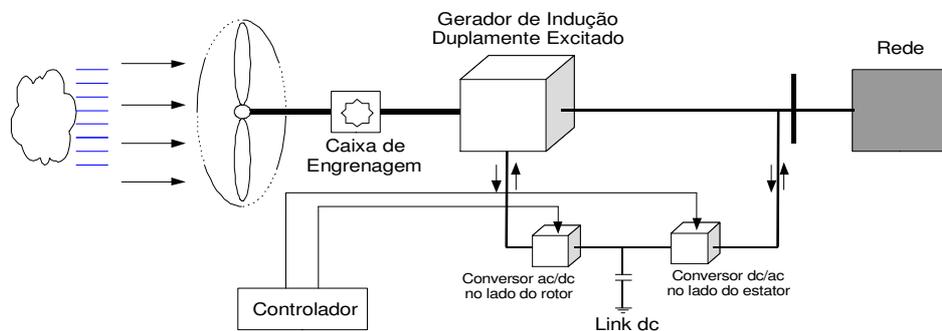
### 2.2.2. Gerador de indução com rotor em gaiola

Diferentemente do esquema do aerogerador síncrono, o gerador de indução com rotor em gaiola é conectado diretamente à rede. Esta condição permite que o aerogerador possa ser modelado como uma barra PQ, onde, a cada iteração, a potência reativa consumida é calculada aplicando (7), como mostra (FEIJOO, 2000).

$$Q = V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X_2 \frac{V_2 + 2RP}{2(R^2 + X^2)} - X \frac{\sqrt{(V^2 + 2RP)^2 - 4P^2(R^2 + X^2)}}{2(R^2 + X^2)} \quad (7)$$

### 2.2.3. Gerador de indução duplamente excitado

A Figura 5 apresenta um aerogerador de indução duplamente excitado, DFIG, em esquema de velocidade variável. O sistema é composto de caixa de engrenagem, DFIG, conversor no lado do rotor, conversor no lado do estator e controladores, compondo o conversor ac/ac.



**Figura 5**

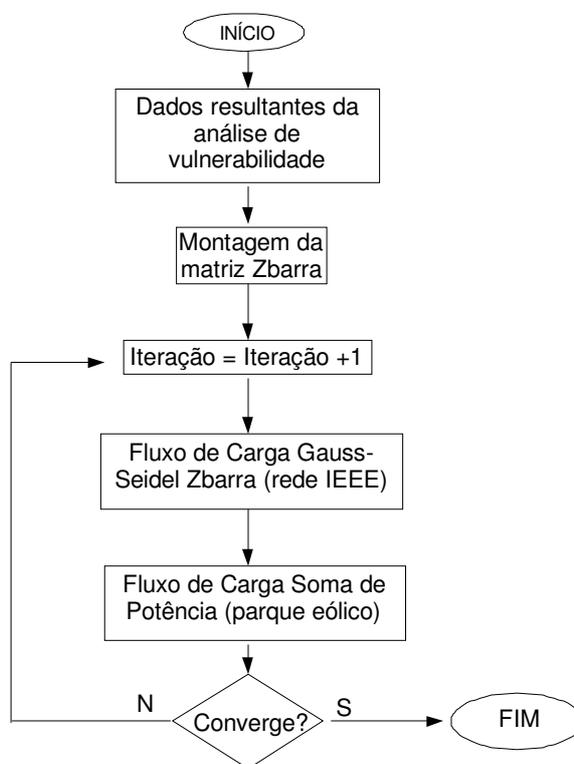
Esquema do aerogerador de indução duplamente excitado.

O principal objetivo do uso do conversor ac/ac é controlar o fluxo magnético do rotor, possibilitando a operação da máquina com a velocidade do rotor desacoplada da frequência da rede, aumentando sua

eficiência. Além disso, o acesso ao circuito de campo permite, por meio do controle do conversor no lado do rotor, um controle dos reativos que são inseridos na rede. Assim, da mesma forma que o gerador síncrono, o DFIG pode ser modelado como uma barra PQ com a curva característica dos limites de reativos dada também pela Figura 4.

### 2.3. Cálculo das variações de tensão

Para determinar as variações de tensão em regime permanente optou-se em aplicar um método de fluxo de carga. Contudo, o uso de apenas um método matemático para cálculo de fluxo de carga baseado na matriz de impedância pode tornar o algoritmo ineficaz. Método como o Gauss-Seidel, escolhido para esta simulação, quando aplicado em estruturas predominantemente radiais ou pouco malhadas, como são os casos dos parques eólicos, pode apresentar dificuldades de convergência, pois tais sistemas possuem matrizes de rede mal-condicionadas. Objetivando suplantar esse problema, resolveu-se utilizar, em conjunto com um método matricial, um algoritmo de fluxo de carga eficiente e não-matricial, capaz de encontrar a convergência em sistemas radiais. Dentre os métodos utilizados que possuem tais características, optou-se em implementar o fluxo de carga Soma de Potências, pois nele se enquadra mais facilmente o modelo dos aerogeradores usados. A seqüência de passos de cálculo do método proposto é apresentada na Figura 6.

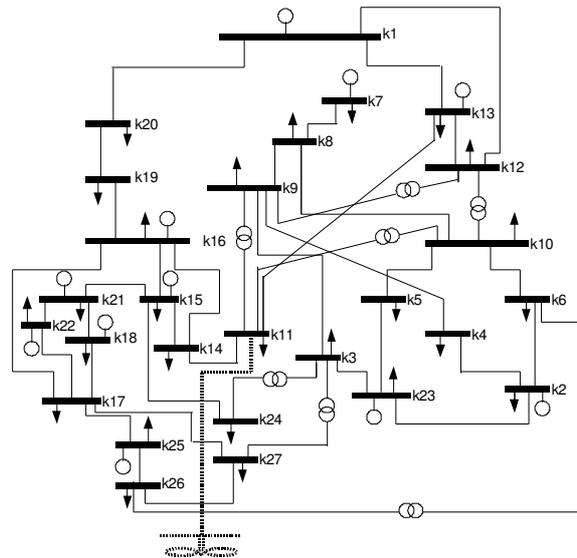


**Figura 6**

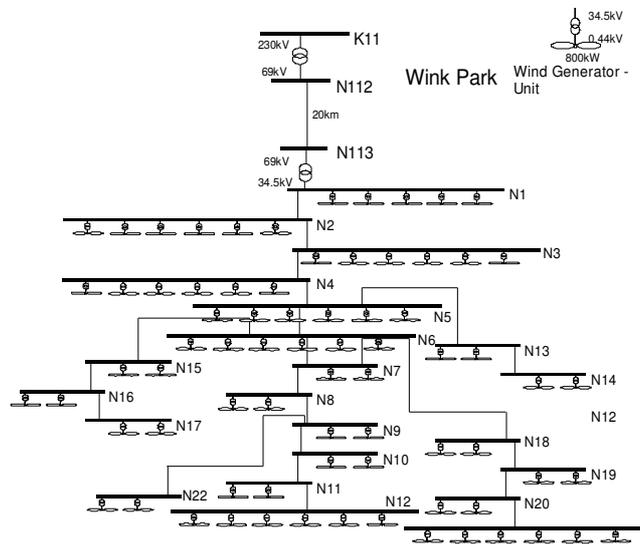
Diagrama de bloco com a seqüência de cálculo do fluxo de carga misto.

### 2.4. Análise dos resultados

Para a avaliação do algoritmo proposto optou-se em simular a rede do IEEE de 27 barras mostrada na Figura 7. Para melhor avaliar os impactos de tensão na rede pela inserção do parque, todas as barras foram consideradas barras PQ e optou-se em simular a rede em duas condições de operação: plena carga e 10% da carga. O parque utilizado é composto de 318 aerogeradores de 800kW com transformadores dedicados, produzindo uma potência nominal equivalente de 254.4MW, distribuídos igualmente em 22 barras, compondo um sistema radial. Para a conexão do parque com a rede são utilizados dois conjuntos de transformadores - 34,5/69kV e 69/230kV - interligados por cabos subterrâneos de 20km de comprimento como mostra a Figura 8.



**Figura 7**  
Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE com parque eólico conectado na barra k11.



**Figura 8**  
Parque eólico com potência nominal equivalente de 254.4 MW.

Apresentam-se resultados de simulações usando gerador síncrono, gerador de indução duplamente excitado e por último gerador de indução com rotor em gaiola, conectando o parque em cada uma das barras que compõem a rede do IEEE. Ao final avaliam-se as variações de tensão obtidas relacionando-as com as correntes de curto-circuito de cada barra.

Para avaliação do impacto de tensão calcula-se o seguinte parâmetro:

$$\alpha = \sum_{i=1}^n \frac{|V_i - \bar{V}_i|}{\bar{V}_i} \quad (8)$$

Onde:

$\alpha$  : coeficiente de avaliação;

$n$  : número de barra do sistema IEEE;

$V_i$  : tensão na barra  $i$  do sistema IEEE com o parque conectado;

$\bar{V}_i$  : tensão na barra  $i$  do sistema IEEE com o parque desconectado.

#### 2.4.1. Simulação com gerador síncrono / gerador indução duplamente excitado

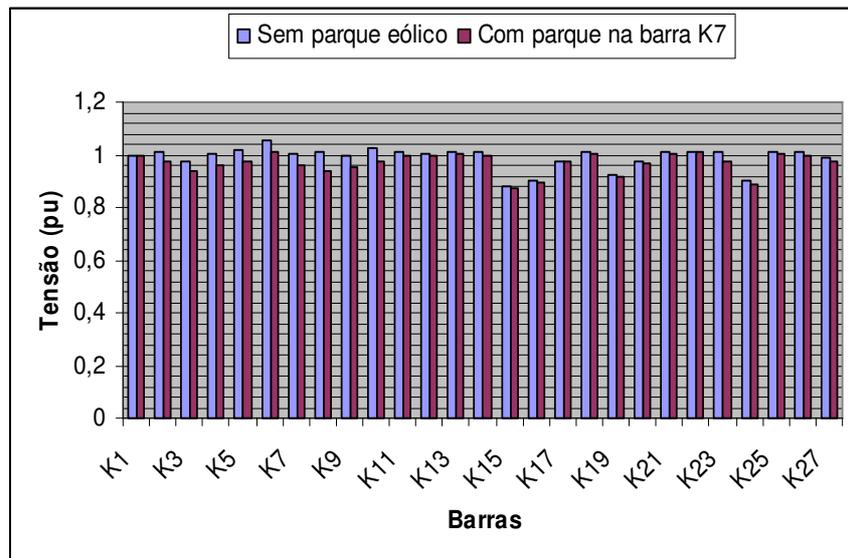
Considerando que em regime permanente a potência ativa gerada não se modifica e que existe controle de potência reativa inserida pelo aerogerador à rede, a modelagem para fins de simulação não difere entre o gerador síncrono e o gerador de indução duplamente excitado.

A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos de simulações em plena carga – 1ª situação - e em 10% da carga – 2ª situação - , apresentando os valores dos coeficientes de avaliação em ordem decrescente. Tais resultados mostram que as variações das tensões são mais evidentes quando a rede está em carga leve, com exceção da barra K20. A Figura 9 apresenta os resultados das tensões nas barras do sistema IEEE em 10% da carga, com e sem o parque conectado à barra K7. Os resultados mostram que, em certas barras, as variações de tensão são maiores que 10% podendo comprometer a classificação de tensão, modificando de adequada para crítica, de acordo com a classificação dada pelo Operador Nacional do Sistema, ONS, como mostra (ONS,2007).

**Tabela 1**

Coefficiente de Avaliação  $\alpha$  com a Conexão do Parque Eólico.

1ª situação		2ª situação	
Barra de interligação com o parque	$\alpha$ para carga plena da rede do IEEE	Barra de interligação com o parque	$\alpha$ para 10% da carga da rede do IEEE
K7	0.4670042	K7.	0.5625424
K8	0.2713112	K8.	0.3530614
K4	0.2584438	K4.	0.3160125
K5	0.2252596	K5.	0.2829188
K23	0.2017351	K23.	0.2590615
K2	0.2008223	K2.	0.2579059
K3	0.1936946	K3.	0.2245448
K26	0.1633947	K6.	0.2027208
K27	0.1625923	K9.	0.1782312
K6	0.1609841	K10.	0.1718339
K24	0.1437290	K27.	0.1452245
K9	0.1347039	K26.	0.1404844
K10	0.1255216	K24.	0.1350016
K22	0.0936632	K22.	0.0636189
K25	0.0884221	K25.	0.0504587
K15	0.0620019	K15.	0.0476298
K21	0.0612232	K21.	0.0404557
K18	0.0588292	K18.	0.0384251
K17	0.0565933	K14.	0.0371589
K16	0.0453011	K17.	0.0369382
K19	0.0385542	K11.	0.0354043
K14	0.0376878	K16.	0.0342327
K11	0.0289264	K19.	0.0335562
K12	0.0209657	K12.	0.0268923
K13	0.0172776	K13.	0.0184236
K20	0.0103911	K20.	0.0098558
K1	0.	K1.	0.



**Figura 9**

Tensões nas barras do sistema do IEEE com e sem o parque eólico na barra K7.

#### 2.4.2. Simulação com gerador de indução com rotor em gaiola

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos de simulações em plena carga e em 10% da carga, apresentando os valores dos coeficientes de avaliação em ordem decrescente, considerando o parque constituído por geradores de indução com rotor em gaiola.

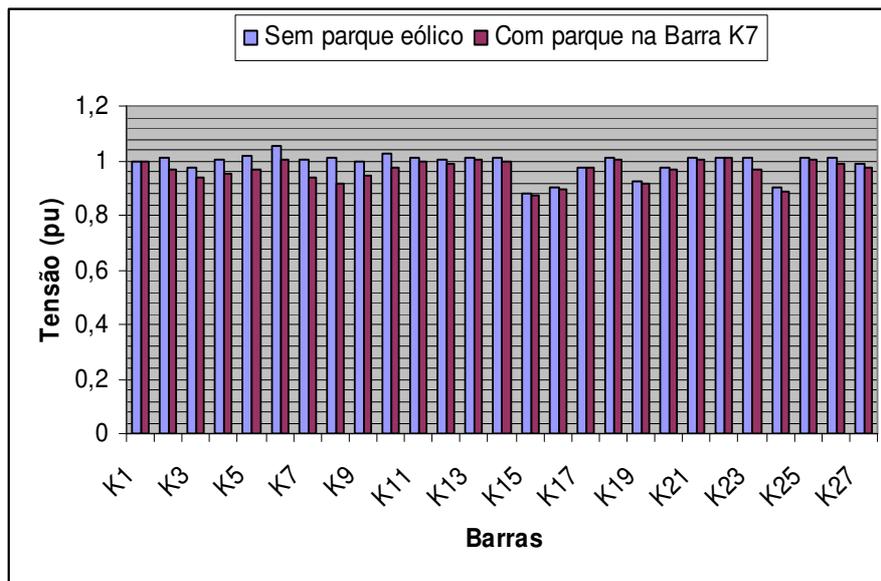
Assim como nos resultados anteriores, o coeficiente de avaliação foi maior para rede do IEEE em carga leve do que em plena carga. Além disso, tal coeficiente, em qualquer uma das duas situações com o gerador de indução com rotor em gaiola, foi maior do que os resultados obtidos utilizando o gerador síncrono ou o DFIG, indicando impactos de tensão mais significativos.

**Tabela 2**

Coeficiente de Avaliação  $\alpha$  com a Conexão do Parque Eólico – gerador de indução com o rotor em gaiola.

1ª situação		2ª situação	
Barra de interligação com o parque	$\alpha$ para carga plena da rede do IEEE	Barra de interligação com o parque	$\alpha$ para 10% da carga da rede do IEEE
K7	0.5563921	K7.	0.6572092
K4	0.3584598	K8.	0.4403904
K8	0.3558395	K4.	0.4173244
K5	0.3151960	K5.	0.3741522
K23	0.2797412	K23.	0.3385605
K2	0.2790503	K2.	0.3375987
K3	0.2732721	K3.	0.3046503
K6	0.2336355	K6.	0.2761537
K27	0.2172629	K9.	0.2498453
K26	0.2137582	K10.	0.2416699
K24	0.2087448	K24.	0.1993964
K9	0.2059863	K27.	0.1991780
K10	0.1948051	K26.	0.189971
K22	0.1034178	K15.	0.0786967
K25	0.1005755	K22.	0.0727507

K15	0.0950605	K11.	0.0712251
K17	0.0779561	K14.	0.0693553
K16	0.0772975	K16.	0.0633495
K21	0.0745539	K19.	0.0624214
K18	0.0727408	K25.	0.0616467
K19	0.0694173	K12.	0.0558428
K14	0.0691012	K17.	0.0550714
K11	0.0641682	K21.	0.0521595
K12	0.0499524	K18.	0.0504918
K13	0.0309953	K23.	0.0320717
K20	0.0233015	K20.	0.0218944
K1	0.	K1.	0.



**Figura 10**

Tensões nas barras do sistema do IEEE com e sem o parque eólico na barra K7 – gerador de indução com rotor em gaiola.

O gráfico da Figura 10 apresenta os resultados das tensões nas barras do sistema IEEE em 10% da carga, com e sem o parque conectado à barra K7, com o gerador de indução com rotor em gaiola. Assim como na Figura 9, os resultados também indicam forte variação de tensão podendo comprometer a classificação de tensão das barras.

#### 2.4.3. Variações de tensão X corrente de curto-circuito

Determinados estudos indicam uma forte relação entre a corrente de curto-circuito das barras e a sua sensibilidade em relação às variações de tensão, provocadas por injeção de potência no sistema, principalmente quando a rede tem características radiais. Em geral, em uma rede radial, os maiores impactos de tensão na rede tendem a ocorrer quando os parques são conectados nas barras de menores níveis de corrente de curto-circuito.

A Tabela 3 mostra as barras do sistema por ordem decrescente de impacto de tensão provocado pela conexão do parque e as barras ordenadas de acordo com os níveis de correntes de curto-circuito por ordem crescente. Os resultados desta tabela indicam que para uma rede com características não-radiais, a relação de corrente de curto-circuito e impacto de tensão não é linear, isto é, nem sempre uma barra de menor corrente de curto-circuito tem mais sensibilidade de tensão frente a injeção de potência.

**Tabela 3**

Barra de Interligação com o parque (2ª situação) versus Corrente de curto-circuito.

<b>Barra de interligação com o parque (gerador síncrono / DFIG)</b>	<b>Barra de interligação com o parque (gerador de indução em gaiola)</b>	<b>Barras ordenadas por nível de corrente de curto-circuito (ordem crescente)</b>
K7.	K7.	K7
K8.	K8.	K4
K4.	K4.	K8
K5.	K5.	K5
K23.	K23.	K6
K2.	K2.	K23
K3.	K3.	K2
K6.	K6.	K3
K9.	K9.	K24
K10.	K10.	K9
K27.	K24.	K10
K26.	K27.	K27
K24.	K26.	K26
K22.	K15.	K14
K25.	K22.	K12
K15.	K11.	K22
K21.	K14.	K11
K18.	K16.	K19
K14.	K19.	K20
K17.	K25.	K25
K11.	K12.	K15
K16.	K17.	K16
K19.	K21.	K13
K12.	K18.	K21
K13.	K23.	K17
K20.	K20.	K18
K1.	K1.	K1

### 3. Conclusões

O uso dos métodos de Gauss-Seidel  $Z_{BARRA}$  e Soma de Potência para comporem o fluxo de carga misto mostrou ser uma alternativa eficiente e computacionalmente elegante para o propósito deste trabalho, pois em nenhuma das simulações ocorreram dificuldades de convergência e não foi necessário o uso de técnicas para inversão de matriz, mostrando bom grau de robustez e eficiência do algoritmo proposto. Os resultados reforçam a necessidade de um estudo prévio dos impactos de tensão provocados por produtores eólicos, visto que em várias situações as variações de tensão ficaram acima que 10% da tensão nominal. Tais variações foram maiores com o uso de aerogeradores de indução com rotor em gaiola, pois estes não permitem controle de reativo, devendo o produtor tomar medidas técnicas para fazer a compensação adequada.

### 4. Referências Bibliográficas

STAGG, G. W. & El-Abiad, A. H. Computer Methods in Power Systems Analysis, MacGrall Hill, 1968.

OLIVEIRA C.B.M. & MEDEIROS M. F. Jr. & OLIVEIRA J. T. New Algorithms for Voltations Calculation and Optimal Reactive Power Specification in Power Systems with Wind Farm Connected, SBSE, 2008.

NUNES, M. V. A. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variada Integrados em Redes Elétricas Fracas. Dr. tese, Dep. Eng.Elétrica, Univ.Federal de Santa Catarina, 2003.

FEIJOO, A. E. & CIDRAS, J. Modeling of Wind Farm in the Load Flow Analysis, IEEE Trans. Power Systems, vol. 15, pp. 110-115, fev. 2000.

ONS Operador Nacional do Sistema, Procedimentos de Rede, submodulo03-08-r3: <http://www.ons.org.br>, 2007.