

# Impacto da Geração Eólica - Elétrica no Sistema Elétrico da COELCE

A. P. Moura, UFC, A. R. Filgueiras, UFC e F. W. M. Rocha, COELCE

## RESUMO

Os principais objetivos deste trabalho são: analisar o sistema regional, eixo Fortaleza-Jabuti, em termos do impacto em regime permanente, que o parque eólico do Aquiraz provoca no sistema elétrico de distribuição, calcular as potências aproximadas de parques eólicos que poderão ser ligadas às diversas barras do sistema COELCE, a emissão de flicker em operação contínua, a emissão de flicker de curta duração e de longa duração devido a chaveamento. Assim, como realizar medições na subestação conectada com o referido parque. Para isso foi desenvolvido um programa computacional. Os resultados das simulações computacionais e as medições realizadas comprovam a metodologia usada neste trabalho.

## PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica - Elétrica, Geração Distribuída, Sistema de Potência.

## I. INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma realidade no mercado mundial. Mais de 50.000 novos empregos foram criados e uma sólida indústria de componentes e equipamentos foi desenvolvida. Até 1999, a indústria de turbinas eólicas já acumulava crescimentos anuais acima de 30% e movimentando cerca de 2 bilhões de dólares em vendas por ano. Hoje a indústria de turbinas eólicas movimenta cerca de 6 bilhões de dólares e com um futuro extremamente luminoso, particularmente impulsionado por políticas ambientais de energia, ganhando cada vez mais aceitação internacional. Considerando o grande potencial eólico existente no Brasil, confirmado através de medidas de vento precisas realizadas recentemente, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoelétricas, nucleares e hidroelétricas. Análises dos recursos eólicos, medidos em vários locais do Brasil, mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de US\$ 70 - US\$ 80 por MWh. Em meio a essa mudança, é imprescindível que o engenheiro electricista assuma seu papel como agente atuante no processo de desenvolvimento

Este trabalho foi apoiado pela Companhia Energética do Ceará (COELCE).

A. P. Moura trabalha na Universidade Federal do Ceará no Laboratório de Energia Eólica (e-mail: ailson@dee.ufc.br).

A.R.Filgueiras trabalha na Universidade Federal do Ceará no Laboratório de Energia Eólica (e-mail: filgueiras@secel.com.br).

F. W. M. Rocha trabalha na COELCE no Departamento de Projetos Institucionais (e-mail: wagner@coelce.com.br).

dessa nova tecnologia. Contudo, há uma falta de profissionais especializados na área e as concessionárias e empresas de consultoria estão a quem da real demanda desse nicho. A necessidade de um aprofundamento técnico-teórico é evidente.

Neste contexto a Universidade Federal do Ceará e a Companhia Energética do Ceará reuniram esforços, neste trabalho, com o objetivo geral de difundir o conhecimento teórico-prático no campo de integração de parques eólicos à rede elétrica e, ao mesmo tempo, reunir informações técnicas específicas que possam orientar engenheiros e investidores na instalação de parques eólicos no Estado do Ceará.

Os principais objetivos específicos deste trabalho são: avaliar o impacto, na rede elétrica da COELCE, decorrente da instalação da usina eólio-elétrica no Porto das Dunas, município de Aquiraz, quantificar as capacidades de curto-circuito nas diversas barras do sistema elétrico da COELCE e quantificar as potências aproximadas de parques eólicos, em regime permanente e em função da potência de curto-circuito, que poderão ser conectadas às diversas barras do sistema elétrico da COELCE.

O trabalho está estruturado da seguinte maneira: No item II é apresentado um breve resumo da fundamentação teórica utilizada para o desenvolvimento do trabalho. No item III são apresentados, de forma resumida, os resultados numéricos e os resultados das medições realizados na subestação de Aquiraz. Finalmente a conclusão e as referências bibliográficas encerram o trabalho.

## II. RESUMO DA FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Uma breve fundamentação teórica é apresentada a seguir.

### A. Problemas Básicos com Usina Eólio-Elétrica em Redes Fracas

O termo rede fraca é usado em sistemas elétricos com e sem a inclusão de energia eólica. É usado sem qualquer definição rigorosa. Normalmente só é usado para significar que o nível de tensão não é tão constante quanto em uma rede forte. A definição de uma rede fraca é necessária quando se leva em conta o nível de tensão e flutuações de ten-

sões, devido a existir uma probabilidade de que os valores poderiam exceder as exigências dos padrões. Em outras palavras, a impedância de rede é significativa e tem que ser levada em conta para que conclusões válidas sejam obtidas.

## B. Aumento de Tensão em Regime Permanente

A conexão da geração distribuída altera o fluxo de potência na rede e pode causar tensões maiores do que as normalmente permitidas nas barras. Para controlar este aumento de tensão restrições severas podem ter que ser colocadas na capacidade de geração que pode ser conectada no ponto de acoplamento. A figura 1 ilustra uma usina eólica-elétrica ligada a um sistema de distribuição de média tensão.

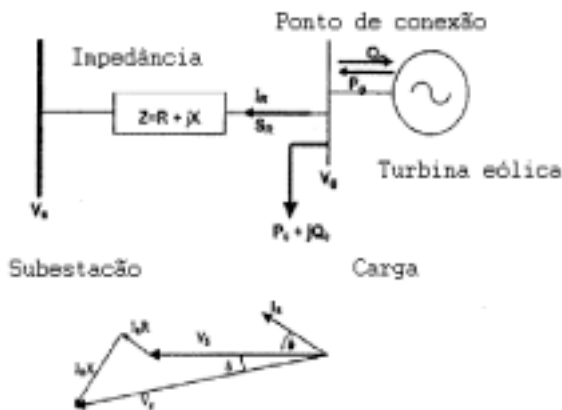


FIGURA 1. Aumento de tensão devido à conexão da usina eólica-elétrica na rede.

Onde:

$P_g$  e  $Q_g$  são as potências ativas e reativas do parque eólico;  
 $P_c$  e  $Q_c$  são as potências consumidas na carga;  
 $V_g$  é a tensão na barra conectada ao parque eólico;  
 $V_s$  é a tensão na subestação;  
 $I_r$  é a corrente através da impedância;

No diagrama fasorial da figura 1, observa-se que a tensão no ponto de conexão com o parque eólico é maior do que na subestação, como anteriormente foi descrito. Os métodos utilizados para limitar o aumento de tensão são:

- Redução da impedância da linha;
- Redução da potência ativa do gerador;
- Aumento da potência reativa importada pelo gerador;
- Diminuição da tensão na subestação.

## C. Flicker

Quando se considera o flicker, a variável física, isto é a tensão, não é avaliada diretamente, mas ao invés disto a taxa de flicker é calculada levando em conta uma função de transmissão especial e uma observação estatística em cima de um alcance de tempo definido.

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} k_f(\psi_{CC}) \frac{S_n}{S_{CC}} \quad (1)$$

$$P_{LT} = 8 N_{120}^{0.31} k_f(\psi_{CC}) \frac{S_n}{S_{CC}}$$

Onde:

$P_{st}$  – Função de probabilidade de severidade de flicker (emissão de flicker) de curta duração medida em um intervalo de tempo de 10 minutos para uma turbina eólica.

$P_{LT}$  – Função de probabilidade de severidade de flicker (emissão de flicker) de longa duração medida em um intervalo de 2 horas para uma turbina eólica [1], [2].

$K_f(\psi_{CC})$  é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante.

$\gamma_{CC}$  é o ângulo característico da rede elétrica.

$S_n$  é a potência nominal da turbina eólica.

$S_{CC}$  é a potência de curto-circuito no ponto de conexão.

$N_{10}$  é o número máximo de chaveamentos permitido para uma turbina eólica em 10 minutos.

$N_{120}$  é o número máximo de chaveamentos permitido para uma turbina eólica em 2 horas.

No caso de várias turbinas, ou seja, considerando-se um parque eólico, as equações devem ser modificadas conforme a seguir:

$$P_{PARQUE} = \sqrt[3]{N} P_{LT} \rightarrow \text{OPERACÃO-DE-CHAVEAMENTO}$$

$$N \rightarrow \text{NÚMERO-DE-TURBINAS} \quad (2)$$

$$P_{PARQUE} = \sqrt{N} P_{LT} \rightarrow \text{OPERACÃO-CONTÍNUA}$$

De acordo com a norma IEC 1000-3-7

## TABELA 1

### Níveis de emissão de flicker

Tensões (Kv)	Fator de severidade de flicker	Níveis de emissão	Fator de severidade de flicker	Níveis de emissão
Média tensão				
$1 < V \leq 36$	$P_{ST}$	0,35	$P_{LT}$	0,25
Alta tensão				
$36 < V \leq 230$	$P_{ST}$	0,35	$P_{LT}$	0,25

Em geral é aceito que o  $P_{LT}$  deve ser menor que o  $P_{ST}$  a fim de considerar o fato que o desconforto ou irritabilidade causado pela cintilação é um efeito cumulativo que cresce com o tempo.

## D. Taxa de Distorção Harmônica

Existem vários índices comumente usados para indicar o conteúdo harmônico de uma forma de onda. Um dos índices mais comuns é o que mede o nível de harmônicos através de THD – Taxa de distorção harmônica (IEEE Std 519 – 1992), ou simplesmente fator de distorção.

A THD é a medida do grau de distorção de uma onda em relação a uma corrente pura. A THD tem valor nulo quando se tratar de senóide pura da frequência fundamental.

A THD para tensão é definida como:

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \cdot 100 \dots \dots \dots (\%) \quad (3)$$

em que  $V_h$  ( $h = 2, 3, \dots$ ) pode representar tanto valor de pico como valor eficaz.

A THD para corrente é definida como:

$$THD_I = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\alpha} I_h^2} \cdot 100 \dots (\%) \quad (4)$$

Para caracterizar as correntes harmônicas de forma consistente, a norma do IEEE 519-1992 define o índice, Taxa de distorção de demanda – TDD. Este termo é o mesmo que o THD da equação anterior exceto que a distorção é expressa como um percentual da fundamental da corrente da demanda máxima (15 ou 30 minutos de demanda) ao invés de um percentual da magnitude da corrente fundamental.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\alpha} I_h^2}}{I_L} \cdot 100 \dots (\%) \quad (5)$$

### E. Modelo de Equivalente de Rede

A matriz de admitância de barras pode ser calculada usando-se a teoria dos grafos:

$$[Y_{NODAL}] = [A][Y_{PRIMITIVA}][A'] \quad (6)$$

onde:

[A] é a matriz de incidência de barra;

[A'] é a transposta da matriz de incidência de barra.

Similarmente, a matriz de impedâncias de barras pode ser formada por:

$$[Z_L] = [B][Z_{PRIMITIVA}][B'] \quad (7)$$

onde:

[B] é a matriz básica de incidência de malha;

[B'] é a transposta da matriz básica de incidência de malha.

### F. Modelo de Potência Constante

O modelo escolhido para representar os geradores nas usinas eólicas foi o modelo de potência constante.



FIGURA 2. Modelo de potência constante

### G. Fatores da Norma IEC 61400 - 21

De acordo com a norma 61400-21 os parâmetros de emissão de flicker são medidos em testes de certificação. Estes valores são fornecidos para diferentes ângulos de impedâncias características das redes elétricas e para diferentes velocidades médias de vento.

O coeficiente de flicker para operação contínua é dado por:

$$C(\psi_{CC}, v) = P_{ST} \frac{S_{CC}}{S_N} \quad (8)$$

Onde:

$P_{ST}$  representa o flicker emitido por uma turbina eólica para períodos curtos de tempo;

$C(\psi_{CC}, v)$  é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante;

$\psi_{CC}$  é o ângulo característico da rede elétrica fornecido pela concessionária;

$v$  é a velocidade média anual de vento (medida no local);

$S_N$  é a potência nominal da turbina eólica;

$S_{CC}$  é a potência de curto-circuito no ponto de conexão.

O fator de flicker devido a operações de chaveamento é dado por [3]:

onde:

$$K_f(\psi_{CC}) = \frac{1}{130} \frac{S_{CC}}{S_N} P_{ST} T_p^{0,31} \quad (9)$$

$K_f(\psi_{CC})$  é o fator de flicker devido a operações de chaveamento;

$T_p$  é o período de medição.

Demais parâmetros já definidos.

A variação tensão relativa, devido à conexão de uma turbina eólica, pode ser estimada aplicando a seguinte expressão:

$$d = 100 k_u(\psi_{CC}) \frac{S_N}{S_{CC}} \cdot 100 \quad (10)$$

Onde:

$d$  é a mudança de tensão relativa em %.

$K_u$  é o fator de mudança de tensão da turbina eólica, fornecido pelo fabricante para os ângulos da impedância característica da rede elétrica.

As grandezas  $K_u$ ,  $K_f$  e  $C$  são fornecidas pelo fabricante para os ângulos 30, 50, 70 e 85 graus. Quando o ângulo da impedância característica da rede elétrica do local de instalação for diferente dos apresentados na tabela, aplica-se uma interpolação linear entre os dois valores mais próximos.

### H. Programa Porto dos Ventos

O programa Porto dos Ventos reúne as características do sistema elétrico com as características das máquinas eólicas, para permitir a análise desejada. O programa Porto dos Ventos (versão 1.0) determina as potências trifásicas de curto-circuito de cada barra do sistema elétrico, as impedâncias equivalentes em módulo e ângulo, as relações  $X/R$ , as potências máximas que cada barra suporta, para não ultrapassar a uma dada variação de tensão na própria barra, a emissão máxima de flicker devido à operação contínua da usina eólica, a emissão de flicker de longa duração devido a chaveamento de turbinas eólicas, a emissão de flicker de curta duração devido a chaveamento de turbinas eólicas e para as máquinas de indução, as variações de tensões devido as correntes de partida.

A figura 3 apresenta a tela de fundo do programa Porto dos Ventos. A programação do mesmo foi feita usando as linguagens Visual FORTRAN e C++ e é um aplicativo computacional desenvolvido para o sistema operacional Windows 98 / ME / XP.



FIGURA 3 - Tela de fundo do programa Porto dos Ventos

### III. RESULTADOS NUMÉRICOS E MEDICÕES

#### A. Metodologia de Análise Usando Fluxo de Carga

A análise de avaliação do impacto do parque eólico foi feita para o regime permanente.

Na definição dos cenários de carga houve a preocupação de estabelecer situações extremas de exploração e produção eólica. A análise de impacto foi efetuada numa perspectiva de comparar, para os mesmos cenários de carga da rede, a existência ou não, da exploração de parques eólicos ligados às barras de 13.8kV e 69kV da subestação de Aquiraz.

Diversas simulações foram realizadas com o objetivo de avaliar o impacto do parque eólico no comportamento estacionário da rede elétrica. Esses estudos permitiram analisar o comportamento da rede da COELCE, nomeadamente através da avaliação dos seguintes aspectos:

- Distribuição do fluxo de potências ativa e reativa na rede;
- Variação dos perfis de tensão nas barras;
- Valor das perdas na rede;
- Valor das potências ativa e reativa produzidas pelo sistema hidráulico (sistema CHESF)

Os cenários que foram escolhidos para as simulações são descritos a seguir:

- ① Sistema de distribuição na configuração de operação sem conexão com o parque eólico.
  - Carga máxima no sistema regional COELCE;
  - Carga mínima no sistema regional COELCE;
- ② Sistema de distribuição na configuração de operação com conexão com o parque eólico em 13.8kV.
  - Carga mínima no sistema regional COELCE:
    - 2.1 Parque eólico gerando a potência máxima nominal.

2.2 Parque eólico gerando a potência máxima devido ao vento.

- Carga máxima no sistema regional COELCE:

2.1 Parque eólico gerando a potência máxima nominal.

2.2 Parque eólico gerando a potência máxima devido ao vento.

③ Idem ao 2º caso variando-se os bancos de capacitores, tapes de transformadores e reguladores de tensão.

④ Sistema de distribuição na configuração de operação com conexão com o parque eólico em 69kV.

Nestas simulações procurou-se o limite de injeção de potência de um parque eólico que poderia ser instalado na barra de 69 kV de Aquiraz.

⑤ Sistema de distribuição na configuração de operação com conexão com um parque eólico fictício em 13.8kV.

Nestas simulações procurou-se o limite de injeção de potência de um parque eólico que poderia ser instalado na barra de 13.8 kV de Aquiraz.

Foram usados quatro regionais do sistema COELCE nas simulações computacionais do projeto de pesquisa. Para este artigo, os resultados do eixo Fortaleza – Jabuti foram selecionados. O sistema elétrico Fortaleza – Jabuti opera em tensão nominal de 69 kV e a ele foram acoplados, de forma reduzida, os dois alimentadores que conectam o parque eólico de Aquiraz, com uma potência nominal de 10 MW. Com este procedimento o sistema possui 40 barras, 18 transformadores, 32 linhas de distribuição, 1 regulador de tensão e cinco bancos de capacitores. A figura 4 mostra as variações dos módulos de tensões com carga máxima, devido à conexão do parque eólico gerando potência máxima devido ao vento.

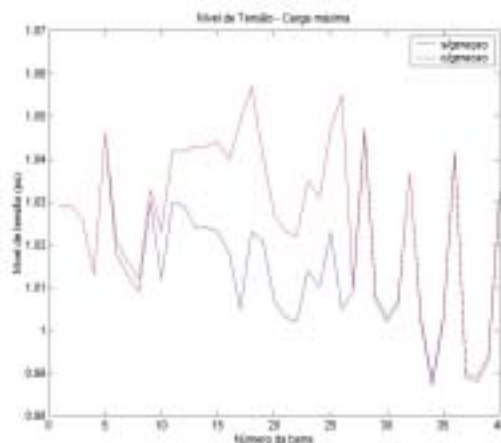


FIGURA 4 - Níveis de tensão carga máxima do SEP sem geração eólico-elétrica e com parque eólico conectado

Observa-se na figura 4 o aumento de tensão devido à inserção do parque eólico na rede, sendo necessária a mudança de tapes do transformador ou a redefinição dos valores de entrada e saída de bancos de capacitores da subestação. A figura 5 mostra a variação das perdas em carga mínima. Observa-se que, inicialmente as perdas no sistema elétrico diminuem e depois voltam a aumentar com a injeção de potência do parque eólico, de acordo com resultados de [4].



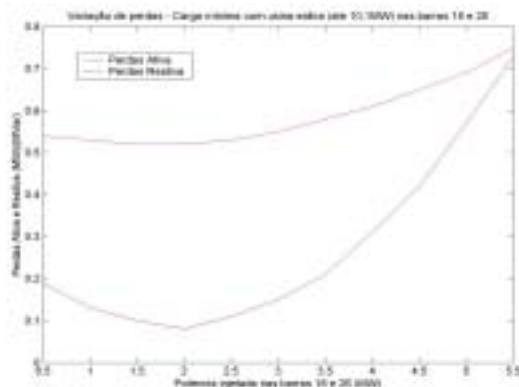


FIGURA 5 - Variação das perdas no SEP em carga mínima.

## B. Metodologia para Cálculo das Potências Aproximadas dos Parques Eólicos Conectados ao Sistema Elétrico da COELCE

A metodologia para análise da rede elétrica, conectada com as turbinas eólicas, consiste nos passos detalhados a seguir:

- A partir dos dados da Companhia de Energia Elétrica montar o arquivo de dados da rede elétrica em carga mínima;
- Processar o fluxo de carga do sistema elétrico em carga mínima;
- A partir dos dados da rede elétrica de seqüência positiva (mesmos dados de impedância do fluxo de carga, acrescidos dos dados de transformadores atrás das barras de 69 kV ou 13,8 kV) montar o arquivo da rede para o programa Porto dos ventos;
- A partir dos dados de fabricante de turbinas eólicas processar programa auxiliar para obter dados refinados das referidas turbinas;
- Processar programa Porto dos ventos;
- Analisar e determinar potências máximas e flicker, em cada barra, uma a uma separadamente.

Em resumo, estando todos os dados disponíveis, as etapas computacionais serão apenas as seguintes:

- Processar fluxo de carga;
- Processar programa auxiliar;
- Processar programa Porto dos ventos.

A determinação das potências, mostrada na Tabela 1 é feita com injeção de potência individual em cada barra. Ou seja, injeta-se potência em uma barra, e em todas as outras, as injeções de potência simulando parques eólicos são anuladas.

A variação máxima de tensão permitida na Alemanha é de 2%. Na Dinamarca a variação de tensão permitida é de 4%, já na Grécia a variação permitida é de 8%. Neste trabalho admitiu-se uma variação máxima de tensão de 3%.

A Tabela 1, a seguir, mostra as potências máximas de parques eólicos calculadas para o regional do eixo Fortaleza – Jabuti, como também a emissão máxima de flicker devido a operação contínua do parque eólico, a emissão

máxima de flicker de longa duração devido a chaveamento na velocidade nominal do vento e a emissão máxima de flicker de curta duração devido a chaveamento na velocidade nominal do vento.

TABELA 1

Resultados obtidos com parque eólico formado com turbinas eólicas baseadas em máquinas síncronas de 500 kW – Eixo Fortaleza-Jabuti com configuração para o ano 2002.

Nome da barra	Potência trifásica de CC (MVA)	Ângulo da impedância equivalente (graus)	Relação X/R	Potência máxima do parque eólico (MVA)	Número de turbinas
Tbm	1534.93	76.22	4.1	$\Delta V=3\%$ 193.32	386
Jabuti 72	1102.24	72.19	3.1	$\Delta V=3\%$ 108.10	216
Cagece 72	655.24	68.34	2.5	$\Delta V=3\%$ 53.24	106
Coluna 72	828.92	76.37	4.1	$\Delta V=3\%$ 105.56	211
Aquiraz 72	398.21	66.15	2.3	$\Delta V=3\%$ 29.54	59
Aquiraz 15	104.53	83.19	9.0	$\Delta V=1.2\%$ 11.41	22
PAC - 1	53.50	71.79	3.0	$\Delta V=1.4\%$ 2.39	4
PAC - 2	41.91	68.22	2.5	$\Delta V=2\%$ 2.26	4
Cascavel 72	221.50	66.35	2.3	$\Delta V=3\%$ 16.56	33
Bermas 72	172.86	65.55	2.2	$\Delta V=3\%$ 12.53	25
Bermas 15	61.68	81.31	6.6	$\Delta V=3\%$ 12.25	24
Cascavel 15	106.27	78.75	5.0	$\Delta V=1\%$ 5.45	10
Pacajuste 72	525.98	71.35	2.9	$\Delta V=3\%$ 49.35	98
Pacajuste 15	152.92	84.46	10.3	$\Delta V=2\%$ 31.67	63
Pacajus 72	517.85	71.22	2.9	$\Delta V=3\%$ 48.24	96
Fiteasa 72	643.31	73.77	3.4	$\Delta V=3\%$ 72.43	144
Pacajus 15	143.10	84.69	10.8	$\Delta V=0.8\%$ 12.36	24

TABELA 1 – continuação

Resultados obtidos com parque eólico formado com turbinas eólicas baseadas em máquinas síncronas de 500 kW – Eixo Fortaleza-Jabuti com configuração para o ano 2002.

Nome da barra	Emissão máxima de flicker Operação cont.	Emissão máxima de flicker PLT	Emissão máxima de flicker PST	Potência máxima do parque eólico limitada por tensões em barras do SEP (MVA)	Número de turbinas
Tbm	0.049	0.011	0.080	Tbm2- DV2%	257
Jabuti 72	0.051	0.013	0.082	Aqz 15-DV1.2%	86
Cagece 72	0.061	0.021	0.104	Aqz 15-DV1.2%	42
Coluna 72	0.068	0.016	0.101	Coluna15-DV0.6%	42
Aquiraz 72	0.074	0.031	0.129	Aqz 15-DV1.2%	23
Aquir 15	0.173	0.032	0.101		
PAC - 1	0.144	0.079	0.144		
PAC - 2	0.184	0.117	0.213		
Cascá 72	0.100	0.046	0.161	Casc15-DV1%	5.52
Berm 72	0.112	0.055	0.178	Casc15-DV1%	4.18
Berm 15	0.307	0.069	0.220	Casc15-DV1%	4.08
Casca 15	0.115	0.045	0.108		
Pacaju72	0.073	0.022	0.109	Pacaj15-DV0.8%	26
Pacajust 15	0.200	0.029	0.123	Pacaj15-DV0.8%	25

De acordo com [5], define-se:

$$R_{CC} = \frac{S_{CC}}{S_{CENTRAL-EÓLICA}}$$

onde:

$R_{CC}$  é a relação de curto-circuito;

$S_{CC}$  é a potência de curto-circuito da barra;

$S_{CENTRAL EÓLICA}$  é a potência nominal da central eólica-elétrica conectada na barra;

**TABELA 2**

**Análises Fundamentais**

Relações de curto-circuito	Análises fundamentais
$R_{CC} \leq 20$	Perfil de tensão no ramal. Obs: não deverão existir problemas de conexão elétrica
$10 \leq R_{CC} < 20$	Análise estática do nível de tensão no ramal de ligação e no ramal de distribuição que serve a central eólica. Obs: podem ser necessárias análises dinâmicas de tensão
$R_{CC} < 10$	Análises dinâmicas da tensão nos ramais

A Tabela 3 apresenta a relação de CC para o Eixo Fortaleza – Jabuti. Observa-se que de acordo com [5], para a grande maioria das barras a análise dinâmica de tensão pode não ser mais necessária.

**TABELA 3**

**Relações CC – Eixo Fortaleza-Jabuti**

Nome da barra	$R_{CC}$ para potência calculada	$R_{CC}$ para potência calculada limitada
Tbm	7,94	11,91
Jabuti 72	10,19	25,49
Cagece 72	12,31	30,78
Coluna 72	7,85	39,27
Aquiraz 72	13,48	33,69
Aquiraz 15	9,16	
Pac - 1	22,38	
Pac - 2	18,54	
Cascável 72	13,38	40,13
Bermas 72	13,79	41,35
Bermas 15	5,04	15,12
Cascavel 15	19,49	
Pacajustex 72	10,66	39,97
Pacajustex 15	4,83	12,07
Pacajus 72	10,73	40,27
Fitesa 72	8,88	33,38
Pacajus 15	11,58	

**C. Medições**

As figuras 6 e 7 mostram as medições de taxas de distorção harmônica e flicker na subestação de Aquiraz. A análise das taxas de distorção de tensão e de distorção de demanda, de acordo com a norma 519 IEEE, [6], apresentaram valores dentro dos limites aceitáveis. Já a análise dos níveis de emissão de flicker está de acordo com a norma

IEC 1000-3-7 e comprovam os resultados obtidos na simulação computacional.



FIGURA 6. Medição de taxas de distorção harmônica de tensão



FIGURA 7. Medições de níveis de emissão de flicker Pst e Plt

**IV. CONCLUSÃO**

Este trabalho alcançou os objetivos planejados.

**V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] A. Lasson, "Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations," *IEEE Trans. On Energy Conversion*, vol. 17, pp. 119-123, March 2002.
- [2] A. Lasson, "Flicker Emission of Wind Turbines During Continuous Operations," *IEEE Trans. On Energy Conversion*, vol. 17, pp. 114-118, March 2002.
- [3] IEC Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines, IEC 61400-21-2001.
- [4] S. Persaud, B. Fox and D. Flynn, "Impact of Remotely Connected Wind Turbines on Steady State Operation of Radial Distribution Networks," *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* vol. 147, pp. 157-163, May 2000.
- [5] A. I. Estanqueiro, "Modelação Dinâmica de Parques Eólicos," Tese de Doutorado, IST/Universidade Técnica de Lisboa, 1997.
- [6] *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electrical Power Systems*, IEEE Standard 519,-1992.