



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GCQ - 19  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO XIII  
GRUPO DE ESTUDO DE INTERFERÊNCIAS, COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA E QUALIDADE DE  
ENERGIA - GCQ**

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA ESTUDO DE HARMÔNICOS DEVIDO A USINAS EÓLICAS E SUA  
APLICAÇÃO**

**Luiz Carlos de Alcântara Fonseca \***

**Fernando Rodrigues Alves**

**CHESF Companhia Hidro Elétrica do São Francisco**

**RESUMO**

Dentre as várias fontes primárias de geração de energia elétrica, uma em grande crescimento é a eólica. Dos vários tipos de geradores ofertados no mercado observa-se uma predominância dos geradores de indução duplamente alimentados, cujo campo alimentado através de sistemas inversores, introduz correntes harmônicas no sistema. Este informe faz uma análise harmônica de uma fazenda eólica com este tipo de gerador. As questões que se enfocam são referentes à totalização da tensão na barra de acoplamento, à potência do gerador a ser considerado e ao comportamento da carga.

**PALAVRAS-CHAVE**

Qualidade da energia, Harmônicos, Eólicas, Geradores de indução duplamente alimentados.

**1. INTRODUÇÃO**

Ao se adotar a tecnologia de usinas eólicas, tipo motor de indução com dupla alimentação, por ter o campo alimentado através de sistema eletrônico de retificação e inversão, ocorre a injeção de correntes harmônicas no ponto de acoplamento do sistema elétrico de alimentação.

Alguns países adotam critérios de aceitação automática baseada no percentual da potência do equipamento relativamente ao nível de curto circuito, ou em limites de emissão de correntes harmônicas. No Brasil o ONS adota o critério das distorções harmônicas de tensão conforme o "Submódulo 2.2 Padrões de Desempenho da Rede Básica" o que demanda análises de penetração harmônica.

As usinas eólicas, de acordo com o "Submódulo 3.8 Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica" item: 11 Requisitos Técnicos Para Conexão de Geradores Eólicos 11.1 Aspectos Gerais 11.1.1, as centrais de geração eólicas devem preservar os padrões de desempenho definidos no Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos Para Suas Instalações – dos Procedimentos de Rede.

O objetivo deste documento é apresentar uma metodologia de estudo para o cálculo destas tensões harmônicas.

**2. CRITÉRIOS**

Exigências do ONS para conexão à rede:

Serão apresentadas as referências relativas à conexão de usinas, em particular eólicas, e os critérios básicos referente ao desempenho básico da rede.

Submódulo 3.8 - Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica

11.6 Distorção Harmônica

\* Rua Delmiro Gouveia, 333 - CEP 50761-901 - Recife - PE - BRASIL  
Tel.: +55 (081) 3229-2607 - FAX: +55 (081) 3229-2488 - E-mail: lfonseca@chesf.gov.br

11.6.1 Aplicam-se às centrais geradoras eólicas, nos pontos de conexão, os mesmos requisitos estabelecidos no item 7.6.

#### 7.6 Distorção Harmônica

7.6.1 Os Acessantes devem assegurar que a operação de seus equipamentos, bem como outros efeitos dentro de suas instalações, não causem distorções harmônicas, no respectivo ponto de conexão à Rede Básica, em níveis superiores aos limites individuais estabelecidos no item para os indicadores de Distorção de Tensão Harmônica Individual e Total definidos no Submódulo 2.2 do Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações, dos Procedimentos de Rede.

7.6.2 Os limites individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50 bem como os limites para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) são apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8 – Limites individuais expressos em porcentagem da tensão fundamental**

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
<b>DTHT = 3%</b>				<b>DTHT = 1,5%</b>			

DTHT - Distorção de Tensão Harmônica Total

7.6.3 No caso em que determinadas ordens de tensão harmônica e/ou a distorção harmônica total variem de forma intermitente e repetitiva, os limites especificados podem ser ultrapassados em até o dobro, desde que a duração cumulativa acima dos limites contínuos estabelecidos não ultrapasse 5% do período de monitoração.

7.6.4 Os limites da Tabela 8 não devem ser aplicados a fenômenos que resultem em injeção de correntes harmônicas transitórias, como ocorre na energização de transformadores.

7.6.5 Se os limites individuais apresentados na Tabela 8 forem superados por Agente Distribuidor, a ação corretiva deve se basear numa solução de mínimo custo global considerando a Rede Básica e a rede de distribuição.

7.6.6 O Submódulo 2.8 do Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações, dos Procedimentos de Rede, estabelece os procedimentos relacionados com a gestão do desempenho deste indicador na Rede Básica, incluindo os procedimentos de medição e análise.

Segue-se o item referido pelo Submódulo 3.8 Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica

Submódulo 2.2

Padrões de Desempenho da Rede Básica

#### 10 DISTORÇÃO HARMÔNICA

10.1 O indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicos [2], em regime permanente, nos barramentos da Rede Básica, corresponde à distorção de tensão harmônica.

10.2 Entende-se por Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50. Esse conceito procura quantificar o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento da Rede Básica:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \quad (\text{em \%})$$

onde:

$$V_h = 100 \frac{v_h}{v_1} \Rightarrow \text{tensão harmônica de ordem h em porcentagem da fundamental;}$$

$v_h \Rightarrow$  tensão harmônica de ordem h em volts;

$v_1 \Rightarrow$  tensão fundamental nominal em volts.

10.3 Os padrões globais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50 são apresentados na Tabela 5 bem como o padrão para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT).

10.4 O valor de cada indicador a ser comparado com o valor padrão será assim obtido:

(a) Determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), ao longo de 7 (sete) dias consecutivos;

(b) O valor do indicador corresponde ao maior dentre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.

Tabela 4– Limites globais de tensão expressos em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHT = 6%				DTHT = 3%			

10.5 Na definição destes limites, deve-se levar em consideração que, para cada ordem harmônica  $h$ , a tensão harmônica resultante em qualquer ponto do sistema é obtida da combinação dos efeitos provocados por diferentes Agentes de acordo com a referência [2].

10.6 Esses limites não devem ser aplicados a fenômenos transitórios que resultem em injeção de correntes harmônicas, como ocorre na energização de transformadores.

É bom ressaltar que estes valores devem ser respeitados em todos os barramentos da rede básica, enquanto que os valores individuais são medidos no ponto de acoplamento.

### 3. METODOLOGIA

A forma de onda de uma tensão submetida a cargas não lineares pode ser calculada modelando-se a carga não linear por fontes de corrente para cada harmônico gerado. A facilidade deste modelo decorre do fato de que os harmônicos podem ser tratados separadamente tornando simples o cálculo do efeito nos diversos equipamentos da rede bem como a consideração do efeito conjugado de diversas fontes. A forma de onda da tensão em um determinado ponto do sistema será o somatório das diversas componentes harmônicas de tensão no ponto considerado.

O sistema de potência é uma rede RLC passiva à frequência harmônica e a solução da impedância harmônica envolve o cálculo da impedância de cada elemento à frequência harmônica e a redução da rede a uma impedância equivalente

A tensão harmônica pode ser determinada pelo produto da corrente harmônica pela impedância para aquela frequência, do sistema ou equipamento pelo qual esta corrente flui. Ou seja, são necessárias as correntes harmônicas da usina, a impedância da rede no ponto de acoplamento, daí pode-se calcular as tensões no ponto de acoplamento e realizar o estudo de penetração para verificar se nas outras barras os valores das tensões harmônicas também estarão dentro das exigências do ONS. Por isto deverão ser seguidos os seguintes passos:

#### 3.1 Etapas do Estudo

- Cálculo das impedâncias harmônicas;
- Cálculo das correntes harmônicas;
- Cálculo das tensões harmônicas.

#### 3.2 Cálculo das impedâncias harmônicas

Deverão ser calculadas para as condições de carga: leve, média e pesada. Sendo que para cada condição de carga deverá ser considerada a emergência mais significativa para a impedância harmônica (contingência de linha e perda de carga).

Deverá ser observado que para uma barra de baixa tensão, a impedância harmônica é fortemente dependente do transformador elevador, enquanto que, para tensões mais elevadas o efeito predominante é o das linhas de transmissão, conforme Figuras 1, 2 e 3 a seguir. Para um sistema de linhas longas, a impedância harmônica será majoritariamente definida pelos parâmetros destas linhas. Portando algumas simplificações poderão ser feitas para conexão de cargas não lineares, à baixa tensão.

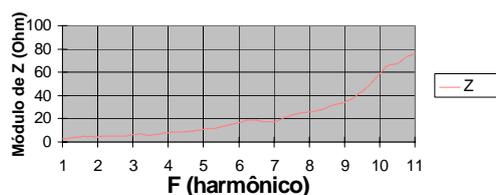


FIGURA 1\_ Impedância Harmônica vista de um barramento de 69KV

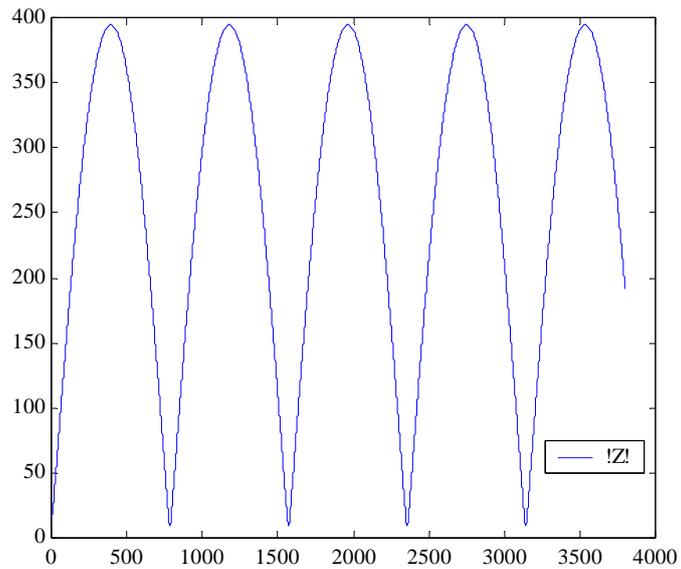


FIGURA 2 - Impedância Harmônica de uma Linha de Transmissão de 230kV de 300km aproximadamente

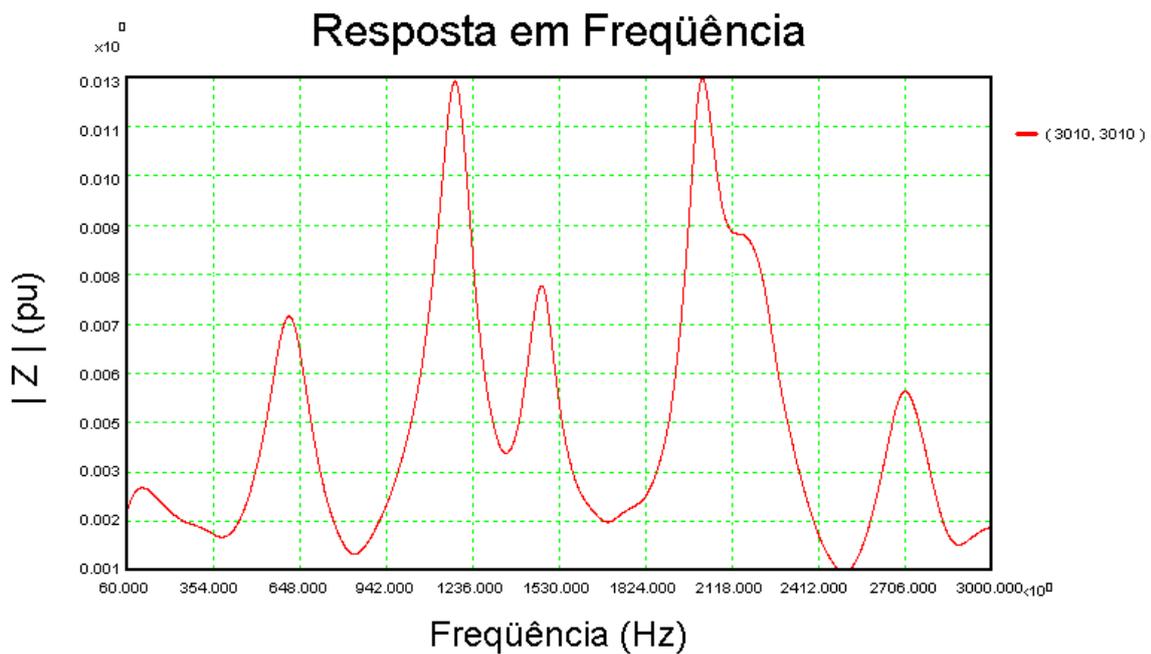


FIGURA 3 - Impedância Harmônica vista de um barramento de 138KV

Sugere-se usar o programa HARMZS, do CEPEL, para efetuar este cálculo. Suas entradas são os dados do ANAREDE, e do ANATEM, sendo necessário que os decks deste último tenham as duas massas de dados referentes aos cartões DMAQ e DMDG. Os sistemas regionais deverão ser agregados aos dados do ONS. Deve-se considerar, a princípio, a usina eólica como uma carga passiva sendo representada por fontes de harmônicos conectadas na barra de acoplamento com a rede.

### 3.3 Cálculo das correntes harmônicas

Foi considerado inicialmente, por não se dispor da configuração eletro geográfica da fazenda eólica, que a corrente harmônica individual total, a ser injetada na barra de conexão, seria calculada como o somatório das correntes harmônicas de mesma ordem de cada gerador, ou seja,  $I_{nr} = I_{n1} + I_{n2} + I_{n3} + \dots$ . Onde:

$I_{nr}$ : é a corrente resultante total para o harmônico de ordem n

$I_{ni}$ : é a corrente harmônica de ordem n vinda da fonte i

Caso a distorção calculada com este valor ultrapasse o limite de tensão pode-se considerar a expressão:

$$I_{nr} = k \cdot (I_{n1}^a + I_{n2}^a + I_{n3}^a + \dots)^{\frac{1}{a}}$$

Onde:

k: constante dada na revista Electra 123 de março de 1989 na página 25.

a: constante encontrada na mesma referência anterior.

Note, entretanto, que a consideração do efeito do somatório, através desta expressão, é feita para as tensões harmônicas e não para correntes harmônicas como está sendo considerando, esta análise serviu, apenas, para se ter uma ordem de grandeza dos valores alcançados e para a montagem dos casos no programa do CEPTEL.

O correto seria calcular a distorção no ponto para cada fonte individual e se aplicar a expressão para o cálculo da tensão. Esta seria uma alternativa mais laboriosa, devido à necessidade da simulação de cada barra do gerador eólico e de suas interconexões.

No caso específico dos geradores G58 e G52 têm-se os percentuais de correntes harmônicas injetadas mostradas na TABELA 1 a seguir:

TABELA 1 Correntes Harmônicas injetadas por um Gerador Dados Fornecidos pela geradora

CURRENT HARMONIC MEASURED			MAXIMUM IEEE Std. 519-1992 (Systems between 69.001 V y 161.000 V) $f_c / f < 20$ <sup>(3)</sup>	
HARMONIC Nº	MEASURED VALUE (%) <sup>(1)</sup>	COMPARISON VALUE (%) <sup>(2)</sup>	HARMONIC Nº	LIMIT VALUE (%)
	tipo 1 / Tipo 2	Tipo 1 / Tipo 2		
2	0.24 / 0.25	<b>1.13 / 2.47</b>	<11	<b>2</b>
3	0.33 / 0.37			
4	0.18 / 0.35			
5	0 / 0.48			
6	0.24 / 0.37			
7	0 / 0.63			
8	0.14 / 0.2			
12	0.26 / 0.2			
14	0.2 / 0.13			
17 <= h < 23	0 / 0.11	<b>0 / 0.11</b>	17 <= h < 23	<b>0.75</b>
23 <= h < 35	0.48 / 0.99	<b>0.48 / 0.99</b>	23 <= h < 35	<b>0.3</b>
37	0.17 / 0	<b>0.34 / 0.55</b>	35 <= h	<b>0.15</b>
47	0 / 0.11			
48	0 / 0.11			
49	0.17 / 0.33			
THD (%) <sup>(1)</sup>	<b>0.58 / 1.05</b>	<b>&lt;</b>	THD (%)	<b>2,5 <sup>(4)</sup></b>

A corrente fundamental para a potência nominal é da ordem de 713,8A no 0,69kV, que corresponde a 24,63A no 20kV e a 3,57A no 138kV.

As correntes harmônicas a serem consideradas no 138KV para cada para cada gerador , bem como o somatório tanto o linear quanto o proposto pela CIGRE, são mostradas na

TABELA 2 a seguir:

TABELA 2 Correntes Harmônicas, a Serem Consideradas no 138KV para Cada Gerador, e o Somatório Linear e da CIGRE

Tipo Característico de Gerador							
Ordem Harmônica	I %	I(A) no 138KV	I ( pu) no 138KV	I (pu) Devido às 47 Unidades (soma linear)	I (pu) Soma CIGRE	a	k
2	0,25	0,00893	0,00002	0,001003	0,00100	1	1
3	0,37	0,01321	0,00003	0,001484	0,00148	1	1
4	0,35	0,01250	0,00003	0,001404	0,00140	1	1
5	0,48	0,01714	0,00004	0,001925	0,00193	1	1
6	0,37	0,01321	0,00003	0,001484	0,00148	1	1
7	0,63	0,02249	0,00005	0,002527	0,00253	1	1
8	0,2	0,00714	0,00002	0,000802	0,00080	1	1
12	0,2	0,00714	0,00002	0,000802	0,00080	1	1
14	0,13	0,00464	0,00001	0,000521	0,00008	2	1
22	0,13	0,00464	0,00001	0,000521	0,00008	2	1
23	0,73	0,02606	0,00006	0,002928	0,00043	2	1
24	0,2	0,00714	0,00002	0,000802	0,00012	2	1
25	0,6	0,02142	0,00005	0,002406	0,00035	2	1
37	0	0,00000	0,00000	0,000000	0,00000	2	1
47	0,11	0,00393	0,00001	0,000441	0,00006	2	1
48	0,11	0,00393	0,00001	0,000441	0,00006	2	1
49	0,33	0,01178	0,00003	0,001323	0,00019	2	1

Deve-se observar que as correntes harmônicas fornecidas são para diferentes níveis de potência dos geradores, o que não permite o cálculo da distorção total da tensão. Para este cálculo é necessário que os fabricantes forneçam as correntes para uma condição operativa em que maximize a distorção total de tensão.

#### 3.4 Cálculo das tensões harmônicas

As tensões harmônicas serão obtidas diretamente do HARMZS, tanto para barra de conexão quanto para todos os outros barramentos simulados, para as condições de carga sugeridas (leve, média e pesada) e configurações (básica e com contingências).

Análise

Propõem-se os seguintes passos:

- Os resultados devem a princípio satisfazer os limites de conexão individual.

- Caso estes limites sejam ultrapassados, devem-se analisar as condições operativas das usinas, ou seja, por quanto tempo a corrente harmônica gerada é realmente este valor considerado, para se verificar a distribuição estatística das distorções.
- Caso a distorção total seja ultrapassada deve-se obter a distorção total para uma condição única de potência, a que maximize a distorção total e não se utilizando o somatório das máximas correntes harmônicas individuais.
- Caso os critérios não sejam satisfeitos, deve-se propor a introdução de filtros.

### 3.5 Futuras Análises

Uma análise comparativa útil será considerando cada fonte harmônica individual. Este procedimento servirá como referência para os cálculos efetuados segundo o somatório linear ou a metodologia do CIGRE.

Fazer os estudos usando uma potência específica. Pois as correntes harmônicas individuais foram fornecidas para a condição que a maximizasse individualmente.

## 4. CONCLUSÕES

A forma mais segura de se focar a usina eólica é considerar cada gerador individualmente. O somatório das tensões pode ser feito de acordo com a referência (3), para não se suscitar dúvida referente ao somatório de correntes, mesmo porque a proposta desta referência está realmente referida ao somatório das tensões.

A metodologia proposta deve ter os seguintes passos:

Os resultados devem a princípio satisfazer os limites de conexão individual.

- Caso estes limites sejam ultrapassados, devem-se analisar as condições operativas das usinas, ou seja, por quanto tempo a corrente harmônica gerada é realmente este valor considerado, para se verificar a distribuição estatística das distorções.
- Caso a distorção total seja ultrapassada deve-se obter a distorção total para uma condição única de potência, a que maximize a distorção total e não se utilizando o somatório das máximas correntes harmônicas individuais.
- Caso os critérios não sejam satisfeitos, deve-se propor a introdução de filtros.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS - Submódulo 2.2 Padrões de Desempenho da Rede Básica.
- (2) ONS -: Submódulo 3.8 "Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica" item: 11 Requisitos Técnicos Para Conexão de Geradores
- (3) CIGRE - Electra 123 de março de 1989
- (4) CEPREL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica Manual de Utilização do Programa HarmZs Versão 1.4

## 6. DADOS BIOGRÁFICOS

Luiz Carlos de Alcântara Fonseca nasceu em 20 de julho de 1953, em Recife, Pernambuco, é engenheiro eletricitista formado em 1977 pela UFPE, e especializou-se em Sistema de Potência pelo PTI em 1979.

Mestre em Sistema de Potência pela UFPE, em 2003.

De 1977 a 2003, trabalha no Departamento de Planejamento do Sistema de Transmissão da CHESF, se especializou em estudos de Qualidade da Energia, atualmente está desenvolvendo Estudos de Transitórios Eletromagnéticos.

Suas áreas de interesse são: Compatibilidade Eletromagnética, Transitórios Eletromagnéticos e Qualidade da Energia.