

# Análise do impacto harmônico devido a conexão de parques eólicos via método do lugar geométrico

Marina Martins Mattos\* Daniel Ramalho de Oliveira\*  
 Thales Wulfert Cabral\* Rômulo Delgado dos Santos\*  
 Mateus Mostaro de Oliveira\*  
 Leandro Rodrigues Manso Silva\*  
 Marcelo Antônio Alves Lima\* Carlos Augusto Duque\*

\* Departamento de Circuitos Elétricos, Faculdade de Engenharia,  
 Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG.

**Abstract:** This article presents the use of the harmonic impedance loci to estimate the maximum voltage harmonic distortion caused by the connection of wind farms in an electrical power system. The adopted methodology is determined by the National Electricity System Operator (ONS). Three types of geometric places will be analyzed and discussions with basis on the obtained results will be conducted. The studied wind farm will be constituted by nine 2.7 MW wind turbines and the connection to the electrical power system is carried out at 230kV.

**Resumo:** Este artigo apresenta a utilização do método do lugar geométrico para a estimação da máxima distorção harmônica de tensão causada pela conexão de parques eólicos a um sistema elétrico. A metodologia adotada é determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Serão analisados três tipos de Lugares Geométricos e serão realizadas discussões a respeito dos resultados obtidos. O parque eólico estudado será constituído por nove aerogeradores de 2,7 MW e a conexão com o sistema elétrico é realizada em 230kV.

*Keywords:* Harmonic impedance loci; ONS; Harmonic distortion; HarmZs; Wind generation; Distortion limits; Power quality; .

*Palavras-chaves:* Método do lugar geométrico; Distorção harmônica; HarmZs; Geração eólica; Limites de distorção; Qualidade de energia.

## 1. INTRODUÇÃO

A energia eólica vem ganhando nos últimos anos grande força no Brasil e no mundo. A busca por novas fontes de energia renováveis alavancou a expansão da geração de energia através de parques eólicos no país, sendo que já superou 16 GW em potência instalada segundo (ONS, 2020). Nesse contexto, a região Nordeste do país possui grande destaque, visto que é um ambiente propício durante a maioria dos meses do ano, sendo destaques os estados do Rio Grande do Norte e Bahia. Esses estados possuem assim a maior concentração de geração eólica atualmente. A nível global foram instalados 60,4 GW de capacidade de energia eólica em 2019 totalizando 651 GW, segundo (GWEC, 2019).

A inserção de aerogeradores na Rede Elétrica é cada vez mais significativa, de maneira que há preocupação com o impacto causado por eles na rede, tanto do ponto de vista de confiabilidade e estabilidade, visto que o vento é uma fonte de energia intermitente, quando do ponto de vista da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) entregue. Em cada país, o órgão regulador e operador do sistema elétrico, estabelece padrões a serem seguidos para a conexão de empreendimentos de geração eólica no sistema elétrico. No Brasil o responsável por isso é o Operador Nacional

do Sistema Elétrico (ONS), através dos Procedimentos de Rede. (ONS, 2016b).

Especificamente quanto à QEE, alguns limites devem ser obedecidos para a tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), como por exemplo os parâmetros de Distorção Harmônica de Tensão (DHT) e Flicker. O foco do presente trabalho será na análise da máxima Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) e Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) causada no PAC pela conexão de um parque eólico de acordo com o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2017).

A produção de componentes harmônicos é um dos fatores mais importantes relacionado as turbinas eólicas no que tange a QEE. Na literatura são encontrados diversos trabalhos, como (Liu et al., 2012), (Oliveira et al., 2014), (O.C.) e (Véliz et al., 2013) que abordam esse tema para os diferentes tipos de turbinas eólicas com destaque para as turbinas do tipo *Double Fed Induction Geretor* (DFIG) e *Full-Converter*.

Essas turbinas, também chamadas de aerogeradores utilizam conversores eletrônicos, sendo assim injetam correntes harmônicas na rede elétrica. As correntes harmônicas são formadas por componentes que são múltiplos da frequência fundamental. Pode-se haver assim, diferentes níveis de po-

lução harmônica na forma de onda em regime permanente. Além desses componentes, podem haver múltiplos não inteiro do componente fundamental, chamados de inter-harmônicos. (Pereira, 2019).

Os elevados níveis de distorção harmônica de tensão na rede podem levar ao aparecimento de ruídos e vibrações em máquinas elétricas, sobreaquecimento de transformadores e de bancos de capacitores, erros na atuação do sistema de proteção, sobretensões e sobrecorrentes ligadas a condições de ressonância, falha na operação de equipamentos eletrônicos, entre outros. Logo, vê-se como é importante o estudo de maneira a evitar que tais fenômenos ocorram. (Pereira, 2019).

De acordo com o ONS, a análise da máxima distorção harmônica deve ser feita utilizando-se o Método do Lugar Geométrico (MLG). Para isso, é sugerido o software HarmZs desenvolvido pelo Cepel (Cepel, 2019). O MLG será descrito em detalhes na próxima seção deste trabalho.

Dentro desse contexto, o presente trabalho apresenta um estudo sobre a máxima distorção harmônica no PAC de um pequeno empreendimento eólico. Será mostrado de maneira detalhada cada etapa deste processo, bem como a utilização das ferramentas do software HarmZs, de forma a clarificar a utilização do MLG.

O presente trabalho está dividido da seguinte maneira: Na Seção 2 será apresentada a metodologia descrita nos Procedimentos de Rede do ONS para a análise das distorções harmônicas. Na Seção 3 será descrito o sistema elétrico estudado, bem como o parque eólico. A Seção 4 mostrará os resultados obtidos. Por fim, as conclusões serão apresentadas na Seção 5.

## 2. ANÁLISE DA DISTORÇÃO HARMÔNICA: MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO

Dos indicadores de desempenho da Rede Básica relacionados à QEE, os mais relevantes, são os relacionados ao impacto harmônico. Na ocasião da requisição da conexão de um nova instalação não linear, como um parque eólico por exemplo, é necessário que se preveja, através de análises de simulação, qual será o impacto do mesmo no ponto de conexão. De forma que, de posse dessas análises, seja possível determinar se será necessário algum elemento mitigador de possíveis distúrbios, como filtros de harmônicos.

Como dito anteriormente, no Brasil, o ONS é o responsável por avaliar essas novas requisições e normatiza tudo isso através dos Procedimentos de Rede (ONS, 2016b). Dentro destes, o Submódulo 2.8 “GERENCIAMENTO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DA REDE BÁSICA” (ONS, 2017) contém as instruções de como devem ser conduzidos os estudos pré-acesso relativos à QEE para a conexão de novos empreendimentos no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Assim, para se realizar os estudos de acesso de novas instalações à Rede Básica e análise do impacto harmônico, é recomendado o MLG, que consiste em representar a rede externa (sistema elétrico que se deseja acessar) através do LG de admitâncias e representar a rede interna (empreendimento que será conectado) através de seu equivalente de Norton. O *software* HarmZs, desenvolvido pelo Cepel,

é o indicado pelo ONS como ferramenta de execução dos estudos de comportamento e impacto harmônico.

### 2.1 Método do Lugar Geométrico

Como dito anteriormente, o MLG consiste na representação da Rede Interna pelo seu Equivalente de Norton e a Rede Externa pelo LG das admitâncias como mostrado na Fig. 1. (ONS, 2001)

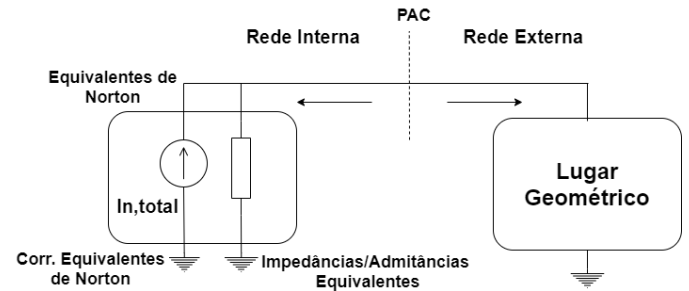


Fig. 1. Método do Lugar Geométrico.

Na rede interna, utiliza-se fontes de corrente harmônicas para a modelagem dos aerogeradores e a impedância de Norton, que é calculada a partir dos valores dos parâmetros de cabos e transformadores que fazem parte dessa rede. De modo a obter as correntes de Norton para todos os componentes harmônicos da 2ª até a 50ª ordem, é utilizada a seguinte equação:

$$I_{n,total} = \left( \sum_{i=1}^m I_{n,i}^a \right)^{(1/a)} \quad (1)$$

em que,  $n$  corresponde a ordem harmônica,  $m$  ao número total de aerogeradores e  $a$  ao fator amortecimento que possui valores de acordo a ordem harmônica e podem ser vistos na Tabela 1.

Tabela 1. Valores da constante  $a$  em relação a ordem harmônica

$a$	Ordem da harmônica
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

Para a formação dos LG, deve-se primeiro obter a chamada “nuvem de pontos”, que deve conter as admitâncias para as situações de rede normal e rede degradada. Para rede degradada, são aplicadas contingências, utilizando o critério N-1 para as barras até a 3ª vizinhança do ponto de conexão, e a partir desta construir o LG, que pode ser do tipo setor circular (LGSC) ou polígono de N lados (LGPn). Uma representação meramente ilustrativa desses dois tipos de LG, é mostrada na Fig. 2 e na Fig. 3, respectivamente.

Utilizando-se da representação de LGSC, a nuvem de pontos deve englobar as admitâncias harmônicas para a ordem  $h$  (harmônico de interesse), bem como as admitâncias para as ordens vizinhas  $h - 1$  e  $h + 1$ . Após isso, determina-se quatro admitâncias: (i) a de maior módulo; (ii) a de menor módulo; (iii) a de menor ângulo; e (iv) a de maior ângulo. O LGSC deve então englobar esses quatro pontos como mostrado na Fig. 2.

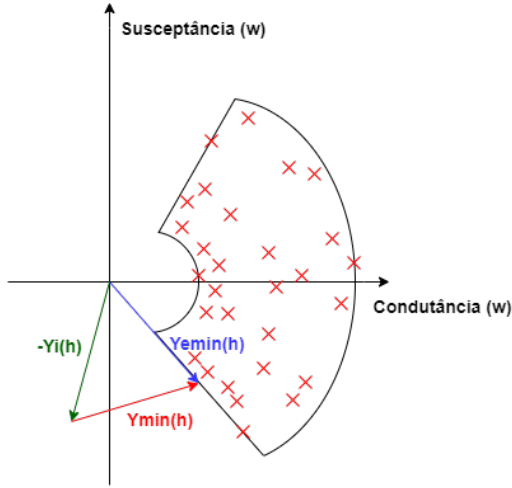


Fig. 2. Exemplo do LGSC.

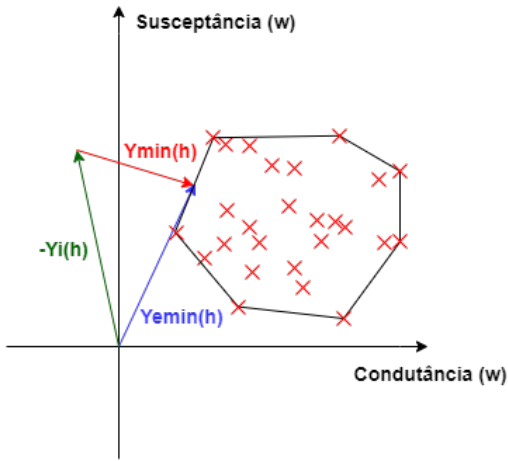


Fig. 3. Exemplo do LGPn.

Já, na representação do LGPn, utiliza-se as admitâncias das frequências não harmônicas adjacentes à frequência de interesse. Ou seja, além da frequência do harmônico de ordem  $h$ , utiliza-se também  $h - 0.5$  e  $h + 0.5$ . Para o cálculo do LGPn é necessário uma série de cálculos vetoriais baseados em deslocamentos e rotações de modo que o LG englobe todos os pontos da nuvem de pontos.

Utilizar o LGPn é uma das alternativas que apresentam resultados menos conservadores, em estudos de desempenho harmônico quanto à distorção harmônica. Apesar disso, o ONS considera que tal LG apresenta margens de segurança consideradas adequadas, visando, sobretudo, garantir a integridade e proteção do sistema elétrico quando da conexão de novos acessos à Rede Básica (ONS, 2016a). Neste trabalho, com intuito de comparação entre os traçados, utilizou-se para a obtenção do LGPn os intervalos harmônicos  $h \pm 1$  e  $h \pm 0,5$ . Leva-se em consideração o passo de 6 Hz de acordo com ONS (2016a), aumentando assim a área abrangida pelo LG.

De posse do equivalente de Norton da rede interna e do LG relativo à rede externa, o cálculo da máxima distorção harmônica é dada por:

$$d_{max}(h) = \frac{I(h)}{Y_{min}(h)} \cdot 100\% \quad (2)$$

onde  $I(h)$  é a corrente de Norton, e  $Y_{min}(h)$  é a admitância mínima equivalente entre as admitâncias da rede interna e externa, sendo matematicamente definida como:

$$Y_{min}(h) = Y_i(h) + Y_{e\min}(h) \quad (3)$$

O valor mínimo  $Y_{min}(h)$  pode ser determinado, também, geometricamente, no plano  $G \times B$  (condutância  $\times$  susceptância), como a menor distância do extremo do fasor  $Y_i(h)$  (Equivalente de Norton) ao LG. O cruzamento de  $Y_{min}(h)$  com o LG determina  $Y_{emin}(h)$ . Vale ressaltar que os fasores  $Y_{min}(h)$  e  $Y_{e\min}(h)$  são perpendiculares, como mostrado na Fig. 2.

### 3. SISTEMA ESTUDADO

Esta seção apresenta a descrição e os parâmetros utilizados para a simulação e análise dos sistemas das redes externa e interna. A modelagem de ambas foi realizada no software HarmZs.

#### 3.1 Rede Externa

O sistema simulado para ser utilizado como rede externa é o sistema IEEE 12 Barras (Jiang et al., 2005). Esse sistema é utilizado em alguns trabalhos e está descrito com detalhes em (Pereira, 2019). Um diagrama unifilar da rede externa é então mostrado na Fig. 4.

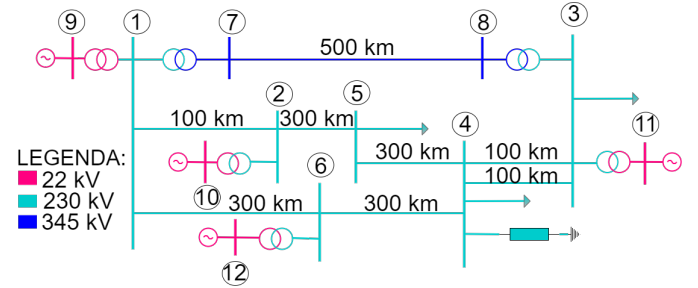


Fig. 4. Rede Unifilar Externa.

O ponto de conexão foi escolhido como sendo a barra de número 6. Portanto, em relação ao sistema original mostrado na Fig. 4, retirou-se o transformador que conecta a barra 6 a barra 12 e também a fonte de tensão na barra 12. Para a modelagem do sistema foi considerado a potência base igual a 100 MVA, a frequência de 60 Hz, os dados e a interface do HarmZs utilizados em PU, e a modelagem da rede elétrica em formato  $Y(s)$ . Os parâmetros relativos às linhas de transmissão estão mostrados na Tabela 2.

A Tabela 2 contém os dados de Resistência, Reatância e Susceptância dos cabos utilizados. Para completar a modelagem das linhas, é necessário ainda a tensão e o comprimento de cada uma delas, essas informações podem ser vistas na Fig. 4. Os parâmetros aos transformadores estão mostrados na Tabela 3, o módulo e ângulo das tensões das barras na Tabela 4 e, e os valores de cargas e banco de capacitores na Tabela 5.

Tabela 2. Parâmetros de Linha

DE	PARA	Resistência [PU/km]	Reatância [PU/km]	Susceptância [PU/km]
1	2	0,0001144	0,0009111	0,0018261
1	6	0,00011867	0,00088533	0,001849233
2	5	0,00011867	0,00088533	0,001849233
3	4	0,0001144	0,0009111	0,0018261
3	4	0,0001144	0,0009111	0,0018261
4	5	0,00011867	0,00088533	0,001849233
4	6	0,00011867	0,00088533	0,001849233
7	8	0,00011867	0,00088533	0,0054755

Tabela 3. Parâmetros dos Transformadores

DE	PARA	X[%]	Tensão [kV]	TAP
2	10	1	230-22	1
6	12	2	230-22	1
1	7	1	230-345	1
1	9	1	230-22	1
3	8	1	230-345	1
3	11	1	230-22	1

Tabela 4. Módulo e Ângulo das Barras

Barra	Módulo [pu]	Ângulo [graus]
1	1,025	-0,36
2	1,004	3,00
3	1,011	-19,00
4	1,008	-21,00
5	0,971	-15,00
6	1,023	12,40
7	1,047	-1,50
8	1,021	-18,00
9	1,020	0,00
10	1,010	5,82
11	1,010	-18,00
12	1,020	15,70

Tabela 5. Cargas e Banco de Capacitores

Barra	Carga Ativa [MW]	Carga Reativa [Mvar]	Banco de Capacitores [Mvar]
2	280,0	92,1	
3	320,0	105,3	
4	320,0	105,3	160,0
5	100,0	32,9	

### 3.2 Rede Interna

A rede interna utilizada representa um parque eólico contendo nove aerogeradores de 2,7 MW conectados conforme a Fig. 5

O parque eólico é conectado ao sistema através da barra número 1, em uma tensão de 230 kV. Na Tabela 6 são apresentados dados de linha utilizados, a tensão e o comprimento das linhas pode ser visto na Fig. 5. A modelagem harmônica dos aerogeradores foi realizada baseada em (Peireira, 2019).

## 4. RESULTADOS

De forma a gerar os resultados no software HarmZs, foi necessário escrever um arquivo do tipo *Batch* contendo um *script* para aplicar as contingências na rede externa e gerar

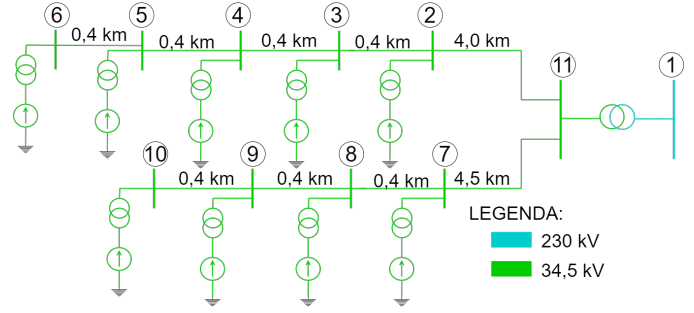


Fig. 5. Rede Interna.

Tabela 6. Dados de linha da Rede Interna.

DE	PARA	Resistência (PU/km)	Reatância (PU/km)	Susceptância (PU/km)
11	2	0,002047889	0,001623255	0,0064614769
11	7	0,002047889	0,001623255	0,0064614769
2	3	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
3	4	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
4	5	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
5	6	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
7	8	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
8	9	0,00231674	0,009897897	0,0017230605
9	10	0,00231674	0,009897897	0,0017230605

a nuvem de pontos em um arquivo do tipo PLANORX para a obtenção dos LG. Foram retirados todas as linhas e trafos do sistema, obedecendo o critério N-1 mas indo além da terceira vizinhança, retirando assim todos os elementos um a um. De posse do arquivo PLANORX, utilizou-se a ferramenta “Método do Lugar Geométrico” de modo a se obter as distorções harmônicas máximas. (de Oliveira Costa et al.)

A título de comparação, utilizou-se três LGs: LGSC, LGP1 (Polígono de N lados com intervalo de  $h \pm 1$ ) e LGP05 (Polígono de N lados com intervalo de  $h \pm 0,5$ ). Todos com o passo de 6 Hz de acordo com as diretrizes ONS (2016a). Na Tabela 7 estão mostrados os valores de DTHI e DTHT obtidos HarmZs para cada LG utilizado.

Na Tabela 4, os resultados para ordem harmônica superior a 25 foram omitidos, pois seus valores eram muito pequenos e irrelevantes para a análise em questão. Observa-se que apenas para a terceira e quarta ordem os valores ultrapassaram os limites mostrados na Tabela 8, para o LGSC. Com esses resultados, pode-se comprovar que, como foi dito anteriormente, o LGSC é um LG mais conservador, ou seja, ao utilizá-lo é mais provável que um limite de distorção seja excedido. No caso da utilização do LGP05, os limites não foram excedidos para nenhuma ordem e para o LGP1 apenas para a terceira ordem, visto que a abrangência do mesmo no plano  $G \times B$  é maior.

Para ilustrar esse resultado, nas Fig. 6 e 7 pode-se ver os três tipos de LG utilizados para as frequências de terceira e quarta ordem respectivamente.

Nessas figuras, pode-se perceber nitidamente a maior abrangência no plano  $G \times B$  do LGSC e como o LGP05 (que utiliza o intervalo sugerido pelo ONS) que cobre uma área bem menor. Com isso, o vetor  $Y_{min}$  obtido com o LGP05 será maior do que para os outros LG, como pode ser visto nas Fig. 8 e 9 que são uma aproximação das figuras anteriores. Portanto, a distorção máxima, que

Tabela 7. Distorções Individuais e Totais

Ordem	DTHI (%) LGSC	DTHI (%) LGP1	DTHI (%) LGP05
2	0,0689	0,072	0,0479
3	<b>0,8903</b>	<b>0,9573</b>	0,5345
4	<b>0,4696</b>	0,2523	0,2494
5	0,1166	0,0948	0,052
6	0,0208	0,0181	0,0119
7	0,0406	0,0269	0,0203
8	0,0481	0,0921	0,017
9	0,0082	0,0144	0,0031
10	0,0676	0,0674	0,0674
11	0,0756	0,0638	0,0586
12	0,0042	0,0046	0,0045
13	0,009	0,0081	0,0078
14	0,0283	0,019	0,0065
15	0,0864	0,086	0,0778
16	0,0074	0,0138	0,0044
17	0,0068	0,0034	0,0007
18	0,0016	0,0015	0,0012
19	0,0024	0,0023	0,0017
20	0,0255	0,0253	0,0069
21	0,0094	0,0086	0,007
22	0,012	0,0106	0,0105
23	0,0015	0,0015	0,0006
24	0,0002	0,0008	0,0002
25	0,0004	0,001	0,0002
<b>DTHT (%)</b>	<b>10.227</b>	<b>10.107</b>	<b>0.6068</b>

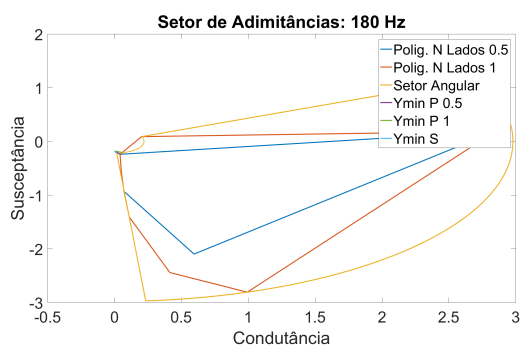


Fig. 6. LGs para a frequência de 180Hz.

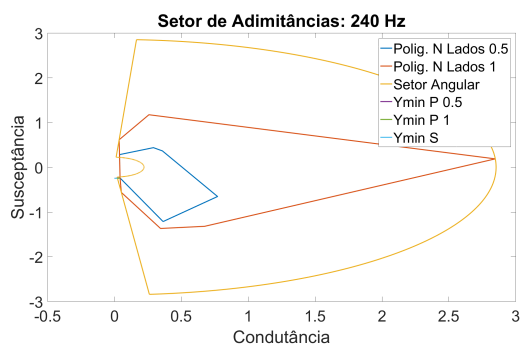


Fig. 7. LGs para a frequência de 240Hz.

é inversamente proporcional a  $Y_{min}$ , será menor para o LGP05.

## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma descrição da metodologia de análise do impacto harmônico causado pela

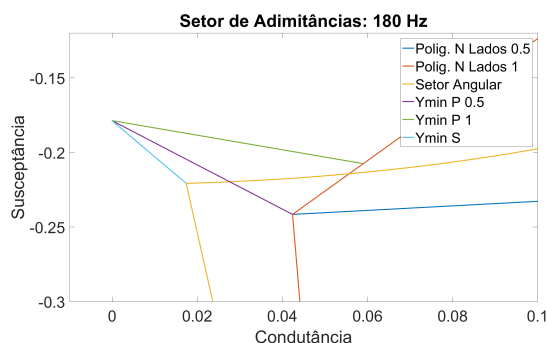


Fig. 8. Ymin para a frequência de 180Hz.

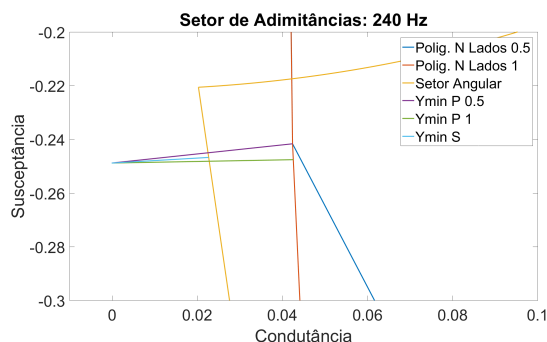


Fig. 9. Ymin para a frequência de 240Hz.

conexão de novos empreendimentos não lineares ao sistema elétrico segundo especificado nos Procedimentos de Rede do ONS. Foi mostrado o estudo da conexão de um parque eólico contendo 9 aerogeradores em um sistema de transmissão contendo 12 barras.

Os resultados comparam a utilização de três LGs para a análise de distorções harmônicas para parques eólicos. Sabe-se que o LGSC é mais conservativo que o LGPn, mas é interessante observar que o intervalo de frequências utilizado para o traçado do LGPn interfere diretamente no quão conservativa vai ser a análise. Por exemplo, o LGP05 é menos conservativo que o LGP1, o que é ilustrado pelas análises realizadas, onde os resultados de Distorção Harmônica Individual não ficaram acima dos limites estabelecidos para o LGP05, mas sim para o LGP1. Esse tipo de traçado tem como característica ocupar uma menor área no gráfico Condutância  $\times$  Susceptância, de maneira que se encontra valores menores de admitância e consequentemente de distorção harmônica. Logo utilizando esse tipo alternativo de traçado para a análise evita-se o dimensionamento e inserção desnecessários na rede de equipamentos mitigadores de possíveis distúrbios, como filtros harmônicos, que encareceriam a conexão do novo empreendimento de geração eólica na rede. Assim ressalta-se que com base nos resultados apresentados na Tabela 7, é interessante utilizar como traçado o LGP05 para a construção do LG para a análise de distorção de tensão harmônica para os novos acessantes com cargas não lineares, como é o caso da geração eólica.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido dentro do projeto "Estudo de Metodologias para Conexão de Usinas Eólicas Offshore de Grande e Pequeno Porte e Aspectos Elétricos e

Energéticos”PD-0553- 0045/2016 no âmbito do programa de P&D do sistema elétrico regulado pela ANEEL. O presente trabalho também contou com apoio financeiro da Capes- Brasil, FAPEMIG, INERGE, PPEE - UFJF e CNPq.

## REFERÊNCIAS

- Cepel (2019). Harmzs (v3.5.1).
- de Oliveira Costa, C., Varricchio, S.L., and Véliz, F.C. (????). Automatização computacional de estudos de comportamento harmônico. *XI SEPOPE-Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Belém, PA, Brasil*, 16.
- GWEC (2019). Global ward report 2019.
- Jiang, S., Annakkage, U., and Gole, A. (2005). A platform for validation of facts models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1), 484–491.
- Liu, S.Y., Lara, G.S., and Silva, S.R. (2012). Análise da sensibilidade das distorções harmônicas de usinas eólicas em função do nível de curto circuito no pac utilizando a metodologia de lugares geométricos do ons. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*.
- O.C., D.B. (????). Diferentes abordagens na gestão de distorção harmônica no sistema elétrico.
- Oliveira, D.V.d., Lima, M.M.d., and Block, P.A.B. (2014). *Análise de indicadores harmônicos de um complexo eólico utilizando o método do lugar geométrico das admitâncias*. B.S. thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- ONS (2016a). Norma técnica 009: Instruções para realização de estudos e medições de qee relacionados aos acessos à rede básica ou nos barramentos de fronteira coma rede básica apara parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras.
- ONS (2016b). *Procedimentos de Rede*.
- ONS (2017). Procedimento de rede - submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da rede básica.
- ONS (2020). Boletim mensal de geração eólica.
- ONS, P.d.R. (2001). Submódulo 23.3–diretrizes e critérios para estudos elétricos.
- Pereira, J.G. (2019). Impacto da modelagem da rede em função da frequência na análise harmônica de sistemas com geração eólica. *COPPE/UFRJ, Março*.
- Véliz, F.C., Varricchio, S.L., and COsta, C.O. (2013). Metodologia para a representação de redes elétricas por polígonos de admitâncias para estudos de impacto harmônicos. *XXII SNPTEE, Brasília*.

## APÊNDICE A - LIMITES PARA A DTHI E DTHT

As distorções de tensão individuais e totais devem ser comparadas com os valores estabelecidos pelo ONS apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Limites Individuais DTHI e DTHT. (ONS, 2017)

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV		
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par
Ordem	Valor[%]	Ordem	Valor[%]	Ordem	Valor[%]	Ordem
3 a 25	1,5 %	todos	0,6 %	3 a 25	0,6 %	todos
≥27	0,7 %			≥27	0,4 %	
<b>DTHT= 3 %</b>				<b>DTHT= 1,5 %</b>		